

4. Transmissão de Energia Elétrica

As atividades relativas ao planejamento da transmissão desempenhadas pela Superintendência de Transmissão de Energia – STE foram conduzidas, em caráter regional, pelos Grupos de Estudos de Transmissão Regionais (GET) da EPE com a colaboração das concessionárias de transmissão e de distribuição na sua área de atuação.

A expansão da Rede Básica de transmissão (instalações com tensão igual ou superior a 230 kV) deve ser estabelecida de forma a permitir que os agentes de mercado tenham livre acesso à rede, possibilitando um ambiente propício para a competição na geração e na comercialização de energia elétrica no sistema interligado.

Além do atendimento ao mercado, o sistema de transmissão desempenha o importante papel de interligar os submercados de energia elétrica, permitindo a equalização dos preços da energia por meio da minimização dos estrangulamentos entre os submercados, possibilitando um despacho otimizado do parque gerador.

A elaboração dos estudos de expansão da transmissão no horizonte decenal é feita a partir das projeções de carga elétrica e do plano de expansão de referência de geração (item 3.5.1), com a utilização dos critérios de planejamento vigentes.

O estudo inicial da rede elétrica é efetuado pela análise de desempenho em regime permanente nos diversos patamares de carga e cenários de despacho de geração, por meio de simulações de fluxos de potência em condição normal e em contingência não simultânea dos elementos da rede.

O diagnóstico assim elaborado para a rede elétrica leva a um conjunto de estudos complementares de transmissão, que realimentam o processo de planejamento, contemplando, dentre outros:

- Análise do desempenho dinâmico do sistema interligado e determinação dos limites de intercâmbios nas interligações;
- Avaliação dos níveis de curto-circuito nas subestações ao longo do período decenal, de modo a caracterizar a superação dos limites de carregamento dos equipamentos e sua influência na definição da topologia das alternativas de transmissão;
- Evolução das tarifas de uso do sistema de transmissão (TUST); e
- Estudos específicos de integração de empreendimentos de geração mais relevantes ou de suprimento de cargas em pontos específicos do sistema.

Esses estudos resultam nos relatórios R1 – Viabilidade Técnico-Econômica e Socioambiental. Estudos adicionais também se fazem necessários para dimensionar e especificar as obras a serem incluídas pelo MME no programa de licitação da transmissão. Esses estudos compõem os relatórios (R2 a R5), a saber: (i) R2 – Detalhamento da Alternativa de Referência; (ii) R3 – Definição da Diretriz de Traçado e Caracterização Socioambiental; (iii) R4 – Caracterização da Rede Existente (iv) R5 – Custos Fundiários.

Tais estudos focalizam particularmente as obras a serem instaladas nos seis primeiros anos do período decenal.

CRITÉRIOS E PROCEDIMENTOS DOS ESTUDOS. CONTEXTO ATUAL DO PLANEJAMENTO DA TRANSMISSÃO

As análises desenvolvidas no planejamento da expansão do sistema de transmissão seguem os critérios de desempenho de acordo com o documento de Critérios e Procedimentos para o Planejamento da Expansão de Sistemas de Transmissão, apresentado nas referências bibliográficas (Box 4.1).

BOX 4.1 - ATUALIZAÇÃO DOS CRITÉRIOS DE PLANEJAMENTO

Ao longo do ano 2018, foi desenvolvida a primeira etapa do trabalho que visa atualizar o conjunto de critérios, procedimentos metodológicos e premissas que serve de referência para o planejamento da expansão da transmissão realizado pela EPE.

Como resultado desta etapa, foram pesquisados e documentados em uma base de dados um expressivo conjunto de documentos e referências técnicas que têm correlação direta ou indireta com a atividade de planejamento da transmissão. O conjunto de documentos contém desde Resoluções Normativas e Homologatórias da ANEEL, Procedimentos de Rede do ONS, Portarias ministeriais correlatas, até Grid Codes e documentos de critérios de planejamento de países com características e matriz semelhantes aos do Brasil.

Esta vasta base de dados será utilizada como embasamento para a realização da segunda etapa do trabalho, a qual deverá ser realizada no biênio 2019-2020 com o suporte técnico de consultoria externa, audiências públicas para a colheita de contribuições dos interessados, bem como workshops para apresentações e debates dos resultados intermediários.

A segunda etapa consiste na atualização propriamente dita das referências utilizadas para estudos em regime permanente, de transitórios dinâmicos e eletromagnéticos, de curto-circuito e de resposta de frequência da rede elétrica visando o dimensionamento das linhas de transmissão e equipamentos em corrente alternada e corrente contínua. Contemplará também os critérios e metodologia para a análise econômica, bem como para a seleção e recomendação técnico-econômica de alternativas de transmissão.

A análise das alternativas de expansão do sistema de transmissão para a seleção da alternativa a ser recomendada é conduzida considerando o desempenho elétrico e socioambiental e o enfoque do mínimo custo global, ou seja, considerando, além dos custos referentes às perdas elétricas no sistema, os investimentos relativos às obras necessárias na Rede Básica, nas Demais Instalações de Transmissão, na Rede de Distribuição e nas instalações de uso restrito de cada empreendimento.

Dado o caráter indicativo da expansão da geração, o processo de elaboração dos estudos reconhece a importância do papel da rede de transmissão planejada de proporcionar, além de condições adequadas de confiabilidade da operação e do suprimento elétrico, também a flexibilidade de acomodar diferentes estratégias de implantação das fontes de geração a serem contratadas nos leilões de energia.

Ademais, a realidade dos prazos crescentes de implantação das instalações de transmissão, devido a dificuldades de diversas naturezas, faz com que se tenha que adotar no planejamento a postura de

antecipar a recomendação dos reforços estruturantes de transmissão no sistema interligado.

Por outro lado, os prazos para implantação de instalações de geração eólica e solar estão cada vez mais reduzidos e, nesse contexto, a antecipação dos estudos de planejamento torna-se fundamental para a harmonização entre os cronogramas de implantação das usinas e dos sistemas de transmissão a elas dedicados, possibilitando uma estratégia combinada de contratação de geração e transmissão, visando evitar os descompassos entre esses cronogramas.

Vale ainda destacar o aprimoramento metodológico e de ferramental de análise integrada da expansão da geração e transmissão que se julga necessário para contemplar os diversos graus e variáveis de incerteza presentes no processo de planejamento, acrescido da crescente complexidade do sistema elétrico, com a inclusão de montantes crescentes de geração renovável de alta variabilidade, a exemplo das fontes eólicas e solares.

Adicionalmente, o processo de planejamento em um trabalho conduzido pelo MME com a participação da EPE. da expansão da transmissão está sendo aprimorado,

BOX 4.2 - DESAFIOS DA TRANSMISSÃO

1. Complexidade socioambiental e fundiária para expansão do sistema

Um dos principais desafios a serem enfrentados nos próximos anos diz respeito à crescente complexidade socioambiental e fundiária para a implantação de novos projetos de transmissão sobretudo em regiões metropolitanas e cidades de porte médio. Essa condição contribui para que, muitas vezes, as obras recomendadas no planejamento não entrem em operação na data de sua efetiva necessidade, implicando em problemas elétricos que podem variar dependendo do propósito das instalações.

2. Envelhecimento do sistema de transmissão

Outro grande desafio a ser enfrentado nos próximos anos será a substituição da infraestrutura do sistema elétrico em razão do seu envelhecimento. Há que assegurar a substituição da infraestrutura do sistema elétrico em final de vida útil de modo que a malha de transmissão possa operar com os níveis de confiabilidade e qualidade exigidos pela sociedade. Para tanto serão necessários investimentos significativos, superando, eventualmente, a capacidade financeira de algumas empresas, o que demandará um adequado planejamento do processo de substituição.

3. Impacto das mudanças climáticas

O processo global de mudanças climáticas e consequente elevação das temperaturas regionais, alteração nos níveis de radiação solar, na intensidade dos ventos, na densidade do ar, na intensidade e frequência das chuvas e das descargas atmosféricas pode resultar na atenuação da capacidade de carregamento das linhas de transmissão, situação que se torna mais impactante ao se considerar as dificuldades para a implantação das novas instalações de transmissão.

4. Coordenação da expansão dos sistemas de geração e transmissão

Deve-se buscar o aprimoramento metodológico e de ferramental utilizado no planejamento integrado da expansão da geração e transmissão, no sentido de representar mais adequadamente as novas tecnologias, considerando uma crescente variedade de cenários operativos. Essa questão envolve não apenas a modelagem das fontes renováveis intermitentes, como a eólica e a fotovoltaica, mas também de Redes Elétricas Inteligentes (REI) e da Geração Distribuída. (GD).

4.1 Topologia da Rede

CONFIGURAÇÃO INICIAL

A Rede Básica de transmissão do Sistema Interligado Nacional (SIN), que compreende as tensões de 230 kV a 800 kV, tem como principais funções: (i) a transmissão da energia gerada pelas usinas para os grandes centros de carga; (ii) a integração entre os diversos elementos do sistema elétrico para garantir estabilidade e confiabilidade da rede; (iii) a interligação entre as bacias hidrográficas e regiões com características hidrológicas heterogêneas de modo a otimizar a geração hidrelétrica; e (iv) a integração energética com os países vizinhos. A Figura 4-1 ilustra, de forma esquemática, a configuração do SIN referente a.a. 2019 e a Figura 4-2 apresentada o sistema planejado até o ano 2029.

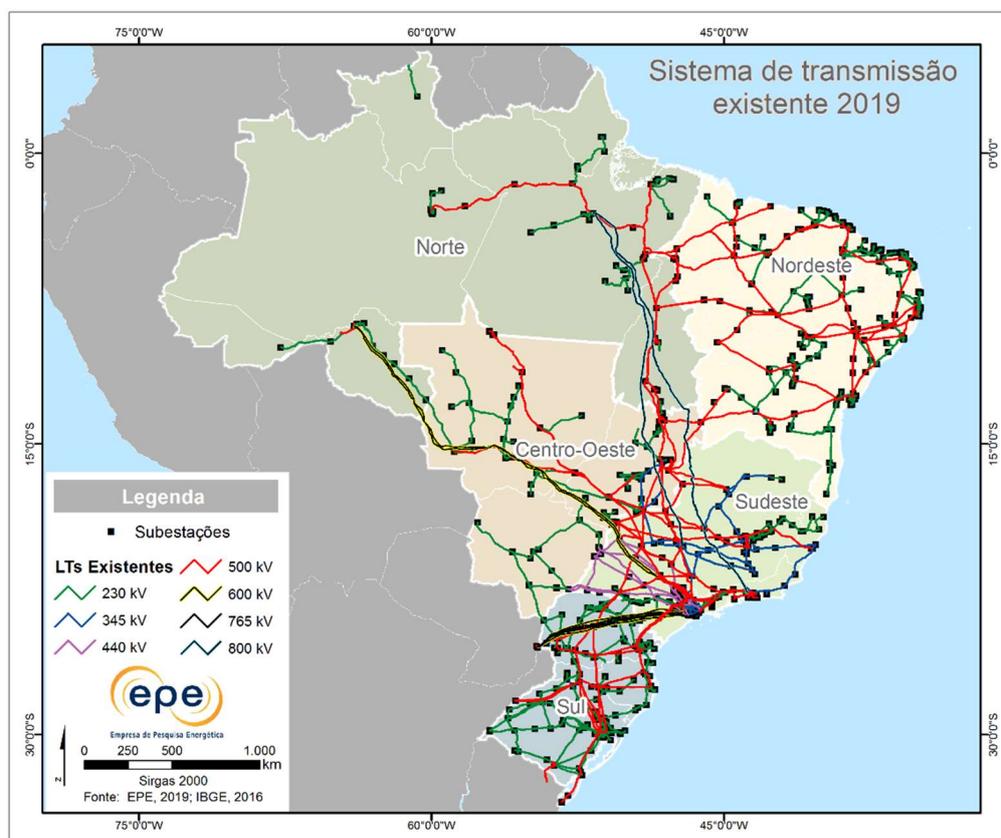
A expansão do SIN apresentada neste plano decenal contempla: os empreendimentos

recomendados nos estudos de viabilidade técnico-econômica e socioambientais de alternativas (Relatórios R1), elaborados pela EPE; os empreendimentos consolidados no Programa de Expansão da Transmissão – PET; e as atualizações das redes de distribuição geradas pelas distribuidoras de energia em suas áreas de atuação.

Os estudos realizados pelos GETs no ano de 2018/2019, que serviram de subsídio para o estabelecimento da configuração de referência do sistema interligado, são apresentados nas Referências Bibliográficas.

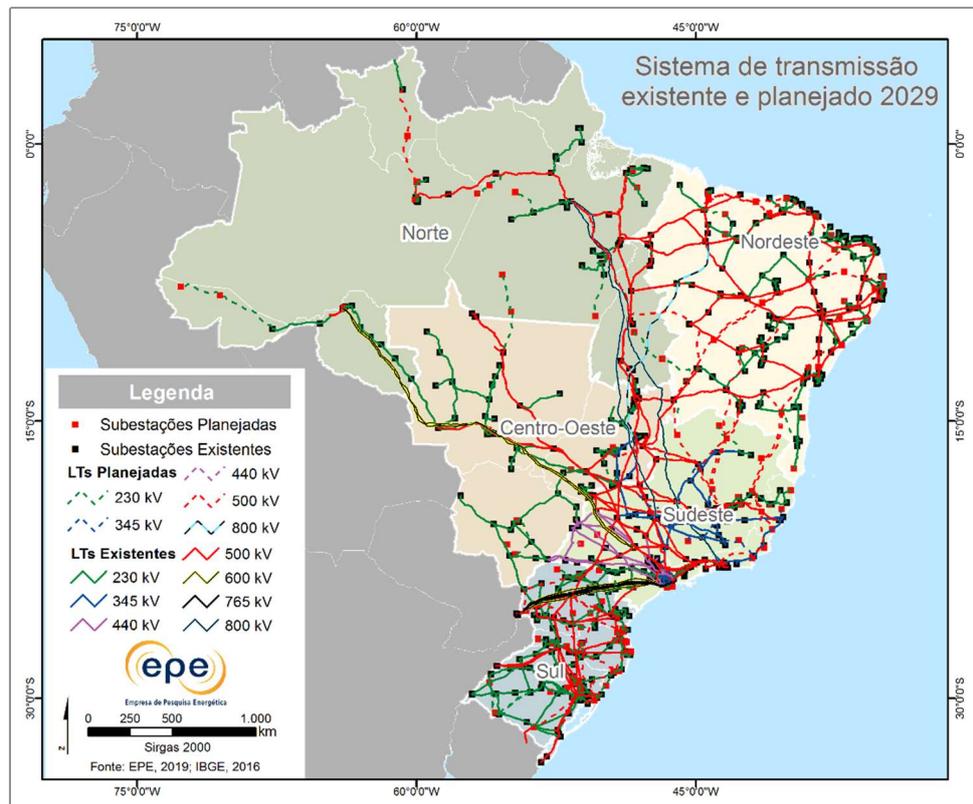
Além dessas expansões foram consideradas, nos anos finais do período decenal, obras referenciais associadas às ampliações das interligações, incluídas nas tabelas anexas.

Figura 4-1 - Diagrama do Sistema Interligado Nacional em Operação – 2019



Fonte: EPE - Webmap

Figura 4-2 - Diagrama do Sistema Interligado Nacional planejado – 2029



Fonte: EPE – Webmap

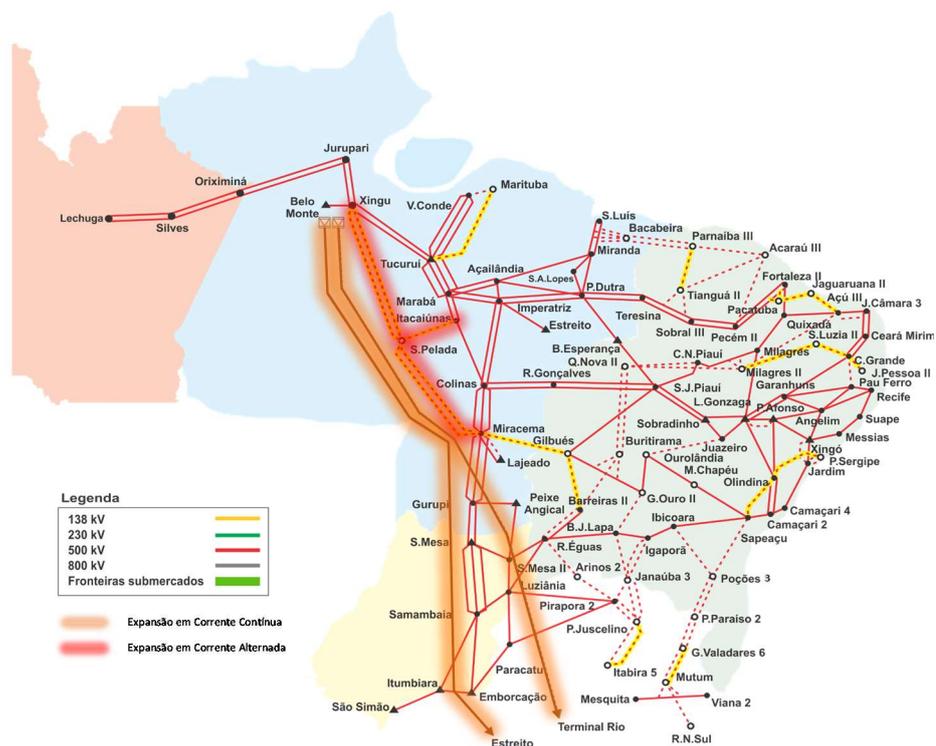
EXPANSÃO DO SIN: INTEGRAÇÃO DE USINAS DE GRANDE PORTE E DE NOVAS FONTES RENOVÁVEIS

INTEGRAÇÃO DO AHE BELO MONTE

O complexo hidrelétrico de Belo Monte fica localizado na região de Volta Grande do rio Xingu, próximo às cidades de Altamira e Vitória do Xingu, no estado do Pará. Na sua configuração final terá capacidade instalada de 11.233 MW sendo 11.000 MW na casa de força principal e 233 MW na casa de força secundária. O início de motorização da usina se deu em abril de 2016, completando a motorização em junho de 2020. Uma ilustração esquemática do sistema de conexão e de escoamento do AHE Belo Monte é apresentada na Figura 4-3, em conjunto com os reforços planejados para a interligação Norte-Sudeste/Centro-Oeste.

Além de reforços na rede em corrente alternada vizinha ao ponto de conexão desse empreendimento na SE Xingu 500 kV, para possibilitar o escoamento pleno da potência do AHE Belo Monte, os estudos levaram à recomendação de dois bipolos em corrente contínua de ± 800 kV, ambos partindo da SE Xingu 500 kV, com capacidade de 4.000 MW cada. O primeiro bipolo, que chega na região sudeste na SE Estreito (divisa entre MG e SP) está em operação desde dezembro de 2017, dois meses antes da data prevista no contrato de concessão. O segundo bipolo, previsto para dezembro de 2019, entrou em operação em agosto, antecipando em quatro meses a data prevista no contrato de concessão.

Figura 4-3 - Sistema de conexão e escoamento da UHE Belo Monte

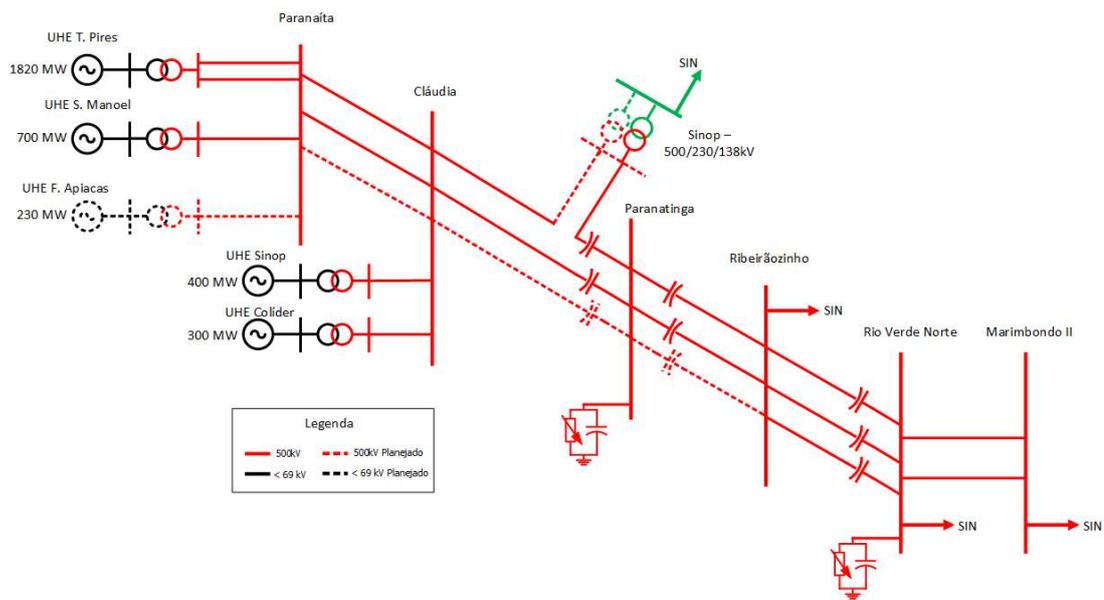


CONEXÃO DAS USINAS DA BACIA DO TELES PIRES

A bacia do rio Teles Pires é caracterizada por um potencial hidrelétrico de cerca de 3.500 MW distribuídos em cinco usinas – Sinop (400 MW), Colíder (300 MW), São Manoel (700 MW), Foz do Apiacás (230 MW) e Teles Pires (1820 MW), das quais Teles Pires e São Manoel já se encontram em operação e Colíder e Sinop estão em construção. A primeira parte do sistema de transmissão, composto pela LT 500 kV Paranaíta – Cláudia – Paranatinga –

Ribeirãozinho, circuito duplo, LT 500 kV Ribeirãozinho – Rio Verde Norte C3 e LT 500 kV Rio Verde Norte – Marimbondo II circuito duplo já está em operação. O restante do sistema recomendado, ou seja, o terceiro circuito em 500 kV Paranaíta – Cláudia – Paranatinga – Ribeirãozinho, licitado em abril de 2016, entrou em operação em janeiro de 2019, representando uma antecipação de mais de 2 anos em relação à data contratual prevista, de agosto de 2021, completando a capacidade de escoamento de 3.500 MW gerados pelas usinas da bacia do Teles Pires (Figura 4-4).

Figura 4-4 - Diagrama unifilar simplificado do sistema de transmissão para escoamento das usinas do Rio Teles Pires



CONEXÃO DO POTENCIAL TERMELÉTRICO DA REGIÃO NORTE FLUMINENSE

O surgimento de diversos projetos de infraestrutura portuária adaptada à indústria de petróleo e gás na costa dos estados do Rio de Janeiro e Espírito Santo, aliado à prevista expansão da produção nacional de gás natural sustentada principalmente pelas acumulações do pré-sal, proporcionará ao mercado oportunidades de acesso a volumes significativos de gás a custos competitivos e poderá ampliar significativamente a contribuição do gás natural na matriz energética brasileira

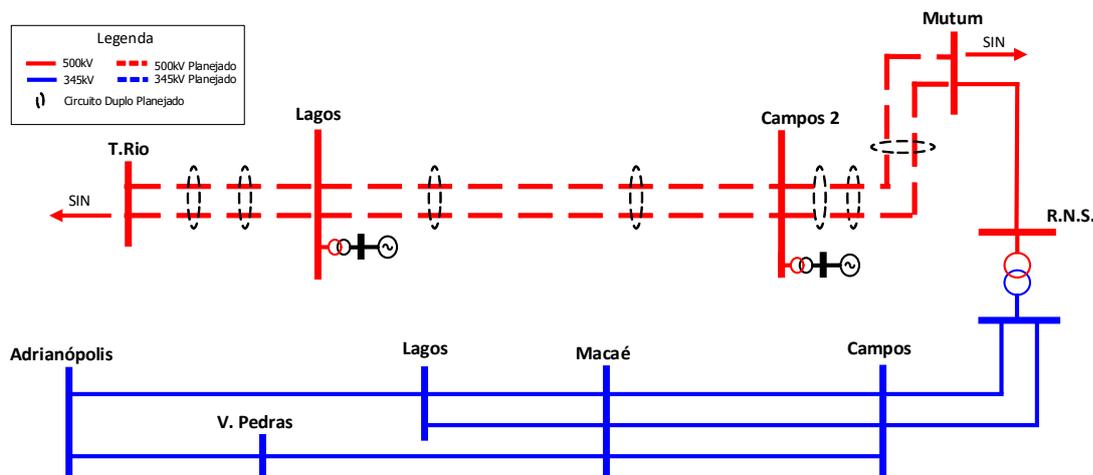
Esse crescimento potencial motivou a avaliação de soluções estruturais para a expansão do sistema de transmissão da região, de modo a permitir, no longo prazo, o escoamento da produção total da energia proveniente do conjunto de novas usinas térmicas a gás natural previstas nos estados do Rio de Janeiro e Espírito Santo, com capacidade estimada em cerca de 11,2 GW, de acordo com informações cadastradas na EPE.

A solução recomendada propõe um escalonamento de obras, compatibilizando a expansão da transmissão e da geração. As instalações componentes da primeira etapa da solução estrutural estão indicadas na Figura 4-5 e foram licitadas no Leilão 04/2018, de dezembro de 2018.

As instalações recomendadas para esta primeira etapa proveem margem adicional de cerca de 2.000 MW para novas contratações, além do montante de 3,5 GW já contratados, totalizando desta forma aproximadamente 5.500 MW de capacidade de escoamento de novas fontes de geração na área RJ/ES.

O investimento total já contratado é da ordem de R\$ 1,12 bilhões, referentes a aproximadamente 1.100 km de novas linhas de transmissão em 500 kV, duas novas subestações de Rede Básica em 500 kV e expansões da rede existente.

Figura 4-5 - Solução estrutural recomendada para escoamento das UTEs contratadas e futuras nos estados do RJ/ES



OUTRAS FONTES RENOVÁVEIS DE ENERGIA

Uma visão dos valores globais de contratação dos diversos tipos de fontes foi apresentada no capítulo anterior, referente à expansão da geração. Apresenta-se a seguir uma síntese dos montantes e localização dessas fontes, com foco específico nos empreendimentos de geração eólica e solar. Essas informações são de relevância fundamental para o estabelecimento da infraestrutura da rede de transmissão associada. Com esse objetivo, são considerados os empreendimentos contratados por meio dos leilões de energia do Ambiente de Contratação Regulada e os empreendimentos do Ambiente de Contratação Livre que tenham formalizado acesso ao SIN.

No caso da geração eólica, foram contratados 706 empreendimentos eólicos desde a realização do segundo Leilão de Energia de Reserva de 2009, o que totaliza uma capacidade instalada já contratada de 18.087 MW.

Destaca-se que estas contratações ocorreram de forma majoritária nas regiões Nordeste e Sul do Brasil que são, notadamente, as regiões com maior potencial desse tipo de fonte.

Para o caso específico da geração solar fotovoltaica, que iniciou o ciclo de contratações nos Leilões de Energia de Reserva de 2014, foram

contratados 149 empreendimentos até o Leilão de Energia Nova “A-4” de 2019.

Esse conjunto de usinas possui uma capacidade instalada de 4.237 MW e está concentrado nas regiões Nordeste e Sudeste do País, com destaque especial para os estados de Minas Gerais, São Paulo, Piauí e Bahia, que são responsáveis por aproximadamente 80% das contratações realizadas para esse tipo de fonte.

Pelos registros dos cadastramentos dos leilões de energia, os estados do Nordeste representam, em média, 75% do total de usinas e a Bahia se configura como a unidade federativa com o maior número de projetos cadastrados.

Tendo em vista a tendência crescente de contratação deste e de outros tipos de fontes renováveis de energia, além da necessidade de expandir o sistema de transmissão das regiões Sul, Sudeste e Nordeste em prazos cada vez mais curtos, a EPE tem realizado um planejamento proativo da expansão da transmissão por meio da elaboração de estudos específicos, de caráter prospectivo, que possuem o intuito de antecipar o sistema de transmissão para a integração do potencial de fontes alternativas renováveis. Esse potencial prospectivo, estimado com base nos cadastramentos dos leilões de energia, contempla principalmente a integração de empreendimentos eólicos e solares, dada a

perspectiva de contratação desses tipos de fontes nos futuros certames.

Contudo, é importante ressaltar que as expansões propostas nos estudos prospectivos não

estão restritas ao aproveitamento de projetos solares e eólicos e poderão ser aproveitados para o escoamento da energia proveniente de quaisquer tipos de fontes.

Figura 4-6 - Localização dos empreendimentos eólicos contratados nos leilões de energia

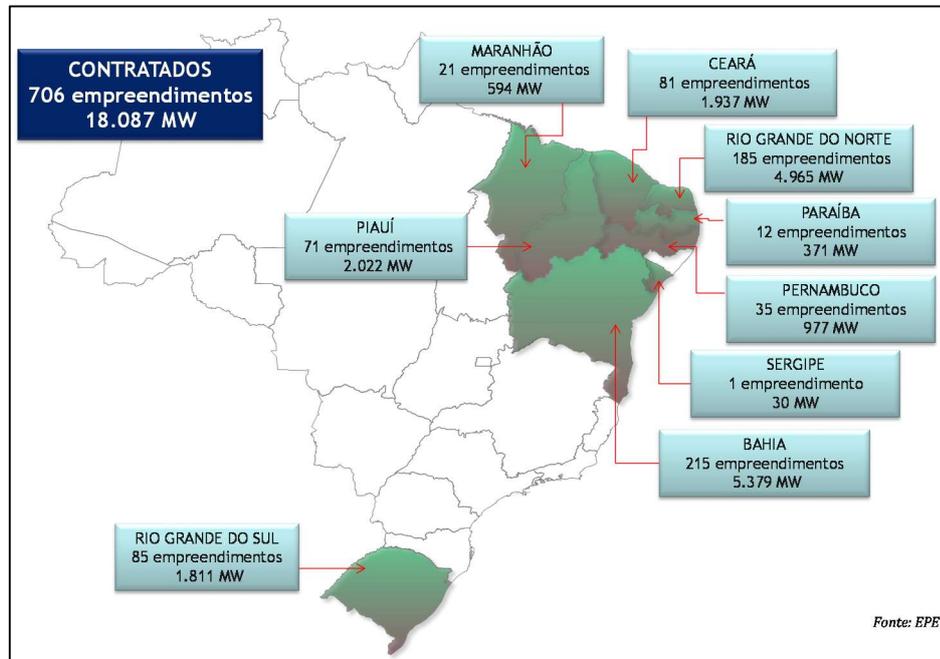
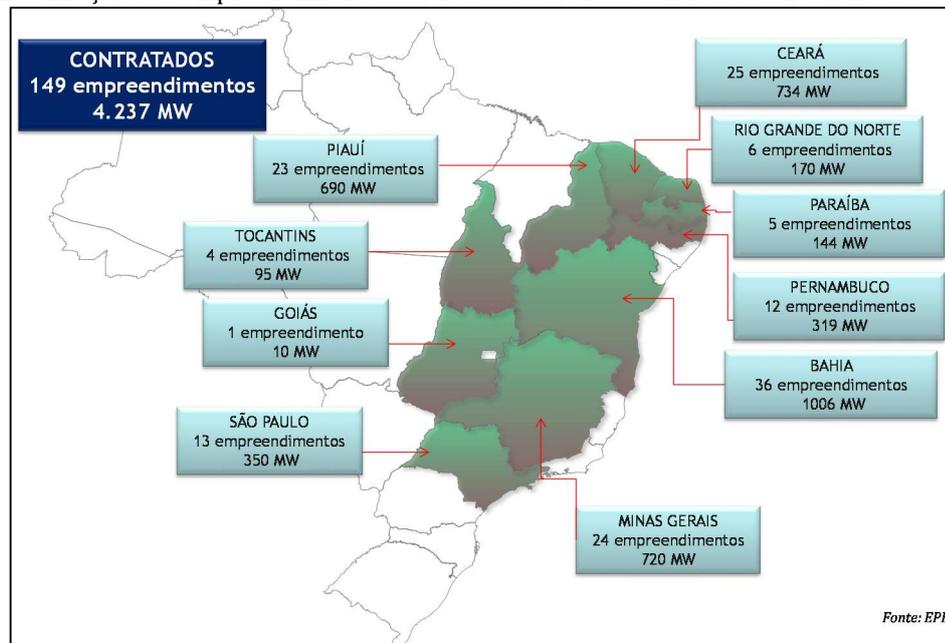


Figura 4-7 - Localização dos empreendimentos solares fotovoltaicos contratados nos leilões de energia



Foram realizados até o momento pela EPE treze estudos prospectivos com influência sobre a conexão de renováveis sendo: (i) um estudo voltado para permitir o escoamento do potencial eólico da região sul do País; (ii) oito estudos visando dotar o sistema de capacidade de escoamento para os diversos potenciais de geração das regiões Nordeste e Norte; e (iii) quatro estudos prospectivos voltados para o escoamento do potencial de geração das regiões Norte e Noroeste e do Triângulo Mineiro e Alto Paranaíba de Minas Gerais, assim como da região noroeste do estado de São Paulo e nordeste do estado de Goiás. Esses estudos recomendaram a implantação de reforços sistêmicos em diversos níveis de tensão que aumentarão a confiabilidade do sistema de transmissão e propiciarão a integração dos potenciais de geração vislumbrados para as diferentes regiões avaliadas.

Com relação ao potencial de geração renovável na região Nordeste, o presente ciclo do PDE mantém a previsão de uma expressiva participação das fontes eólica e solar nessa região. Esse montante já supera aquele considerado nas premissas do estudo de transmissão, desenvolvido em 2014, que resultou na expansão da interligação Nordeste – Sudeste. Esse novo cenário, bem como a própria ampliação do horizonte, determina que se realizem novos estudos prospectivos com foco nas interligações. O objetivo será verificar a necessidade de novas expansões, além das já previstas para implantação até 2023, de modo a prover a rede interligada da adequada infraestrutura para as decisões quanto à expansão das fontes de geração, com enfoque em atributos de flexibilidade, controlabilidade e segurança para o sistema.

No caso da região Sul, que também possui um potencial eólico significativo, foi realizado um estudo prospectivo em 2013. Esse estudo recomendou um conjunto expressivo de reforços no sistema de transmissão do estado do Rio Grande do Sul. Esses reforços, arrematados no Leilão 004/2014, mas tiveram a declaração de caducidade de concessão

emitida pelo Ministério de Minas e Energia por meio da Portaria MME Nº 446 de 31 de outubro de 2018. Em dezembro de 2018, esse conjunto de empreendimentos de transmissão foi novamente licitado (Leilão de Transmissão 04/ 2018) e possui previsão para início de operação comercial em 2024. Tão logo esses empreendimentos estejam disponíveis para operação, o sistema da região terá capacidade de escoamento compatível com o potencial eólico e térmico regional.

Destaca-se que a maior parte das expansões recomendadas pelos estudos de planejamento realizados já foram objeto dos processos licitatórios realizados pela ANEEL. Dentre os estudos prospectivos que dependem da conclusão dos relatórios complementares (R2, R3 e R4) e que ainda terão sua programação de licitação estabelecida ressalta-se o Estudo de Escoamento na Área Sul da Região Nordeste.

Novos estudos de planejamento que estão sendo realizados ou deverão ser iniciados ao longo de 2019, ou a iniciar, permitirão aumentar a confiabilidade do SIN e prover capacidade de escoamento para os potenciais de geração. Dentro desse contexto destacam-se os seguintes estudos:

(i) Estudo de Escoamento na Área Sul da Região Nordeste (Avaliação das margens de escoamento de geração na região Nordeste para recomendação de expansões na rede 500 kV);

(ii) Estudo de Ampliação da Interligação Nordeste – Sudeste (Necessidade de ampliação desta interligação para escoamento de excedentes energéticos do Nordeste para o Sudeste a partir do ano 2026);

(iii) Estudo Prospectivo para Escoamento de Geração das Regiões Sul de Goiás e Triângulo Mineiro (Estudo prospectivo para avaliação da necessidade de reforços estruturais na região sul de Goiás e Triângulo Mineiro para atendimento de usinas renováveis).

4.2 Interligações Regionais

A interligação elétrica entre regiões possibilita a otimização energética das bacias hidrográficas, com o aproveitamento de suas diversidades hidrológicas, aumento da segurança elétrica dos subsistemas, além de permitir o escoamento dos excedentes de geração de fontes renováveis entre regiões. Nos itens

seguintes são apresentadas as expansões dessas interligações, incluindo as soluções mitigadoras das restrições de transmissão decorrentes do atraso/caducidade de importantes instalações da Rede Básica, dentre elas, as sob concessão da Abengoa.

BOX 4.3 – PERSPECTIVAS TECNOLÓGICAS PARA O SISTEMA DE TRANSMISSÃO BRASILEIRO

Com o crescimento da participação das fontes renováveis na matriz energética brasileira, principalmente as fontes eólicas e fotovoltaicas, espera-se uma expansão contínua do sistema de transmissão, visando não só ampliar a capacidade de escoamento local e de intercâmbio entre os submercados, mas também prover o sistema de flexibilidade e controlabilidade, de modo que se garanta a segurança da operação diante de uma diversidade de cenários de disponibilidade de geração cada vez maior. Dentro desses requisitos de flexibilidade e controlabilidade, se enquadram os dispositivos FACTS (*Flexible Alternating-Current Transmission System*), que são tecnologias baseadas em eletrônica de potência desenvolvidas com o objetivo de melhorar o controle e a estabilidade do sistema, possibilitando aumentar a capacidade de transferência de energia entre determinados pontos da rede. Dentre a diversidade de dispositivos FACTS disponíveis no mercado, os mais utilizados no sistema brasileiro são os compensadores estáticos (SVC). Outros dispositivos baseados em eletrônica de potência são os elos de corrente contínua (HVDC), que apresentam uma crescente aplicação no nosso sistema.

Considerando que a expansão da oferta segue com uma tendência de maior distribuição espacial, principalmente devido à contratação das fontes renováveis que naturalmente seguem os locais/regiões de maior disponibilidade de recursos, a alternativa de sistemas HVDC multiterminal torna-se uma potencialidade de aplicação no sistema de transmissão brasileiro, uma vez que a possibilidade de instalação de três ou mais conversoras permitiria, por exemplo, coletar a geração de, ao menos, dois pontos diferentes da rede e escoar essa energia para um ponto de grande concentração de carga.

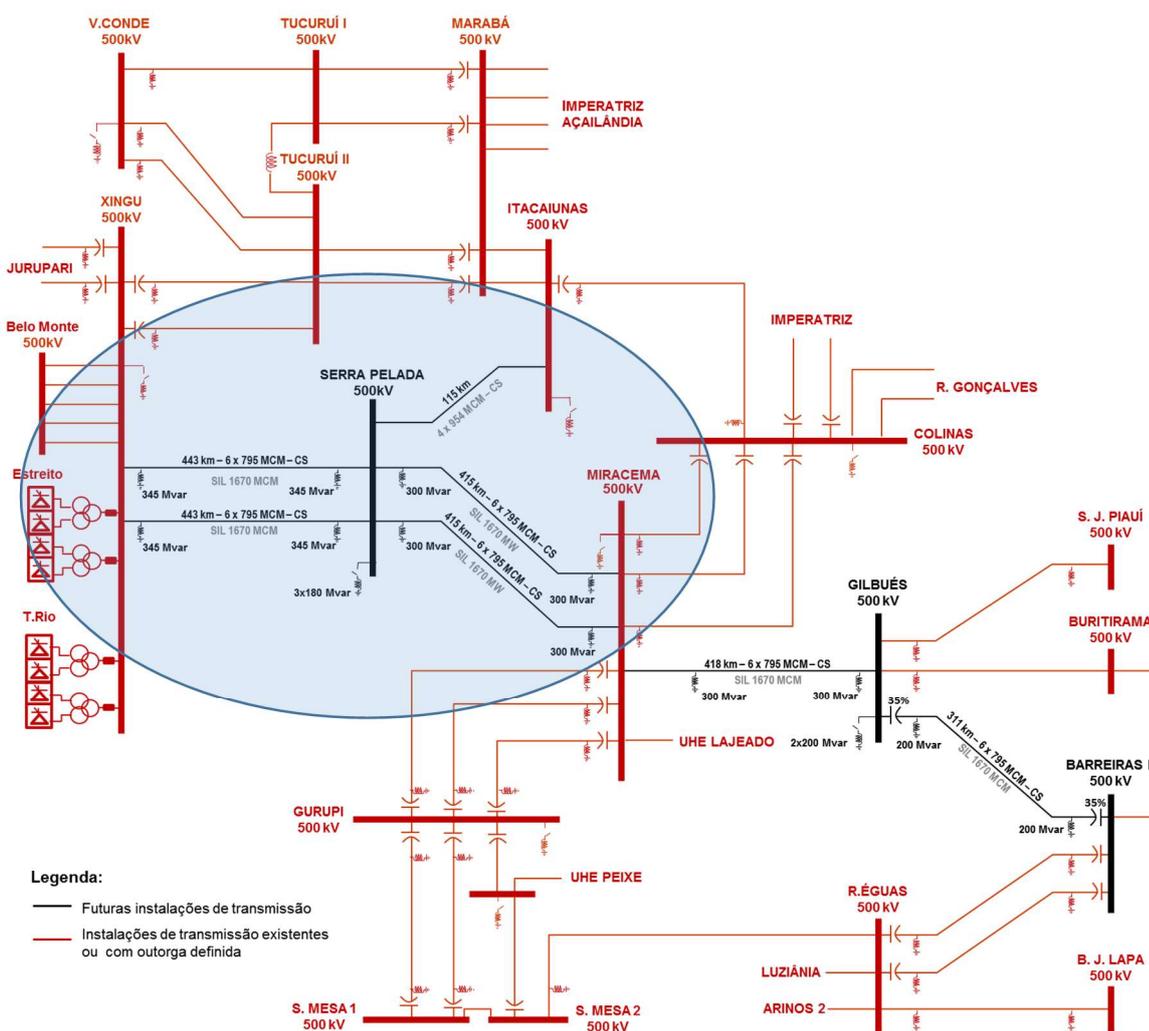
Outro aspecto importante a ser observado, refere-se às dificuldades socioambientais e fundiárias para a expansão do sistema de transmissão, tornando-se estratégico planejar a rede considerando alternativas de troncos de transmissão com capacidades operativas cada vez mais elevadas, seja em corrente alternada ou em corrente contínua, visando uma maior eficiência do uso das faixas de servidão. No caso de regiões metropolitanas ou de grandes capitais, há uma forte potencialidade de aplicação de linhas subterrâneas de alta capacidade, além do uso de subestações compactas isoladas a gás (GIS – *Gas Insulated Substation*).

4.2.1 INTERLIGAÇÃO NORTE-SUDESTE/CENTRO-OESTE (NORTE-SUL)

Até que se complete a implantação do sistema de conexão e escoamento do AHE Belo Monte e dos reforços associados, a interligação denominada Norte-Sul é composta basicamente por dois circuitos em 500 kV desde a SE Imperatriz até a SE Serra da Mesa e pelo terceiro circuito que contempla a LT 500 kV Itacaiunas – Colinas – Miracema – Gurupi – Peixe – Serra da Mesa 2 e pelos bipolos Xingu – Estreito 800 kVCC e Xingu – Terminal Rio 800 kVCC.

Com relação ao sistema em corrente alternada, 500 kV, responsável pelo escoamento de parte da energia do AHE Belo Monte, todo esse conjunto de instalações foi licitado ainda no final de 2017, em substituição às obras que tiveram a caducidade declarada, com previsão contratual de entrada em operação para março de 2023. Esse sistema é destacado na Figura 4-8.

Figura 4-8 - Reforços na interligação Norte-Sudeste/Centro-Oeste – Solução mitigadora dos atrasos de obras



Adicionalmente, é prevista uma expansão da capacidade de transmissão da interligação Norte-Sul proporcionada pela recapacitação dos bancos de capacitores série (BCS) desse tronco transmissor. A recomendação desse reforço resultou de uma avaliação técnico-econômica realizada pela EPE, contemplando uma análise de seu custo-benefício com horizonte de médio e longo prazo. Tal avaliação fundamentou uma ação do ONS que, coordenando um grupo de trabalho, com a participação das transmissoras envolvidas e da EPE, confirmou a efetiva viabilidade logística de substituição desses

BCS. Com a exceção dos bancos da LT 500 kV Serra da Mesa 2 Todos os BCS em questão já possuem resolução autorizativa, com expectativa de substituição total até o ano de 2020. Esses reforços podem agregar, a depender da configuração e cenário de geração, entre 2.000 e 3.300 MW na capacidade de transmissão da interligação Norte-Sul.

Após a substituição, os valores de corrente nominal dos BCS passarão a ser os mencionados na Tabela 4-1.

Tabela 4-1 - Novos valores de corrente nominal dos BCS da interligação Norte - Sul

Linha de Transmissão Relacionada ao BCS	Circuito	Terminal	Capacidade em Regime Normal (A)	
			Atual	Nova
LT 500 kV Peixe 2 – Serra da Mesa 2	1	Peixe 2	1.800	2.500
	1	Samambaia	1.390	2.000
LT 500 kV Serra da Mesa - Samambaia	2	Samambaia	1.628	2.000
	3	Samambaia	1.628	2.000
LT 500 kV Gurupi – Serra da Mesa	1	Gurupi	1.500	2.000
		S. da Mesa (TCSC)	1.500	2.000
	2	Gurupi	1.650	2.000
		S. da Mesa (TCSC)	1.650	2.000
LT 500 kV Miracema - Gurupi	1	Miracema	1.500	2.250
		Gurupi	1.500	2.250
	2	Miracema	1.650	2.250
		Gurupi	1.650	2.250
	3	Miracema	1.667	2.250
		Gurupi	1.667	2.250
LT 500 kV Gurupi – Peixe 2	1	Gurupi	1.800	2.250
LT 500 kV Serra da Mesa 2 – Luziânia	1	Serra da Mesa 2	1.848	2.000
		Luziânia	1.848	2.000

4.2.2 INTERLIGAÇÃO NORTE-NORDESTE

A interligação Norte-Nordeste atualmente é constituída pelas linhas de transmissão em 500 kV: Presidente Dutra – Boa Esperança; Presidente Dutra – Teresina C1 e C2; e pela LT 500 kV Colinas – Ribeiro Gonçalves – São João do Piauí – Sobradinho C1 e C2. Além dos circuitos em 500 kV mencionados, as regiões Norte e Nordeste se conectam através de uma rede de pequena capacidade, em 230 kV, que interliga

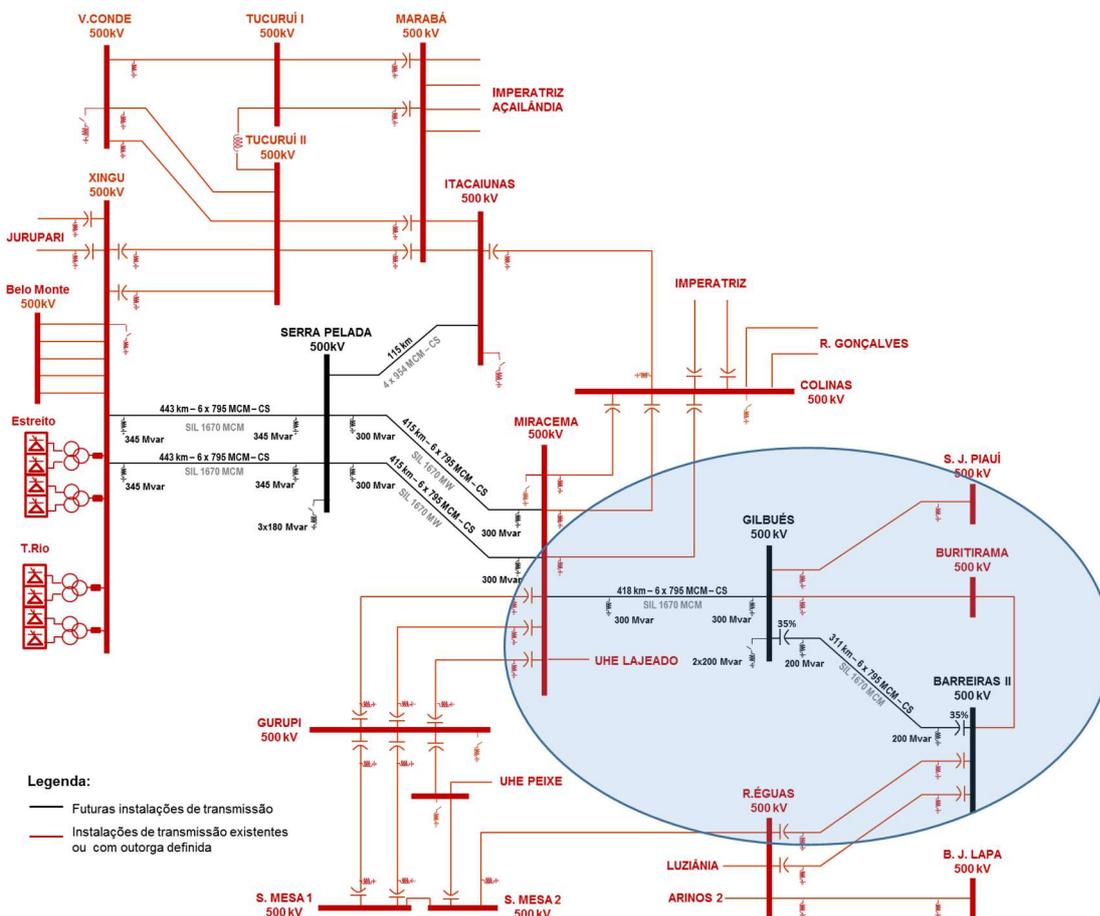
as subestações de Peritoró e Coelho Neto, no estado do Maranhão, à subestação de Teresina, no estado do Piauí.

A expansão dessa interligação foi recomendada, originalmente, em estudo realizado em 2011, que objetivou atender parte da necessidade de aumento da capacidade de exportação da região

Nordeste. Com a caducidade declarada para grande parte das obras vinculadas a essa expansão, foi realizado um novo estudo que recomendou o

conjunto de obras destacado na Figura 4-9, todas licitadas no final de 2017, com previsão contratual de entrada em operação para março de 2023.

Figura 4-9 - Reforços na interligação Norte-Nordeste – Solução mitigadora dos atrasos de obras



Essas obras se complementam com outras em fase de implantação, que, juntas, possibilitarão o aumento da capacidade de intercâmbio entre as regiões Norte e Nordeste, chegando a atingir, a partir de 2023, o valor de 5.000 MW no sentido Nordeste → Norte e de 7.000 MW no sentido Norte → Nordeste, a partir de 2023. Como destaque dessas obras em fase de implantação, tem-se um novo eixo 500 kV, próximo ao litoral dos estados do MA, PI e CE, que é paralelo à

LT 500 kV P. Dutra – Teresina II – Sobral III. Tal eixo é caracterizado pela LT 500 kV Bacabeira – Parnaíba III C1 e C2 e pela LT 500 kV Parnaíba III – Acaraú III – Pecém II C1 e está previsto para entrar em operação em junho de 2021.

A Figura 4-10 apresenta a configuração prevista para a interligação Norte – Nordeste a partir de 2023.

4.2.4 INTERLIGAÇÃO SUL - SUDESTE/CENTRO-OESTE

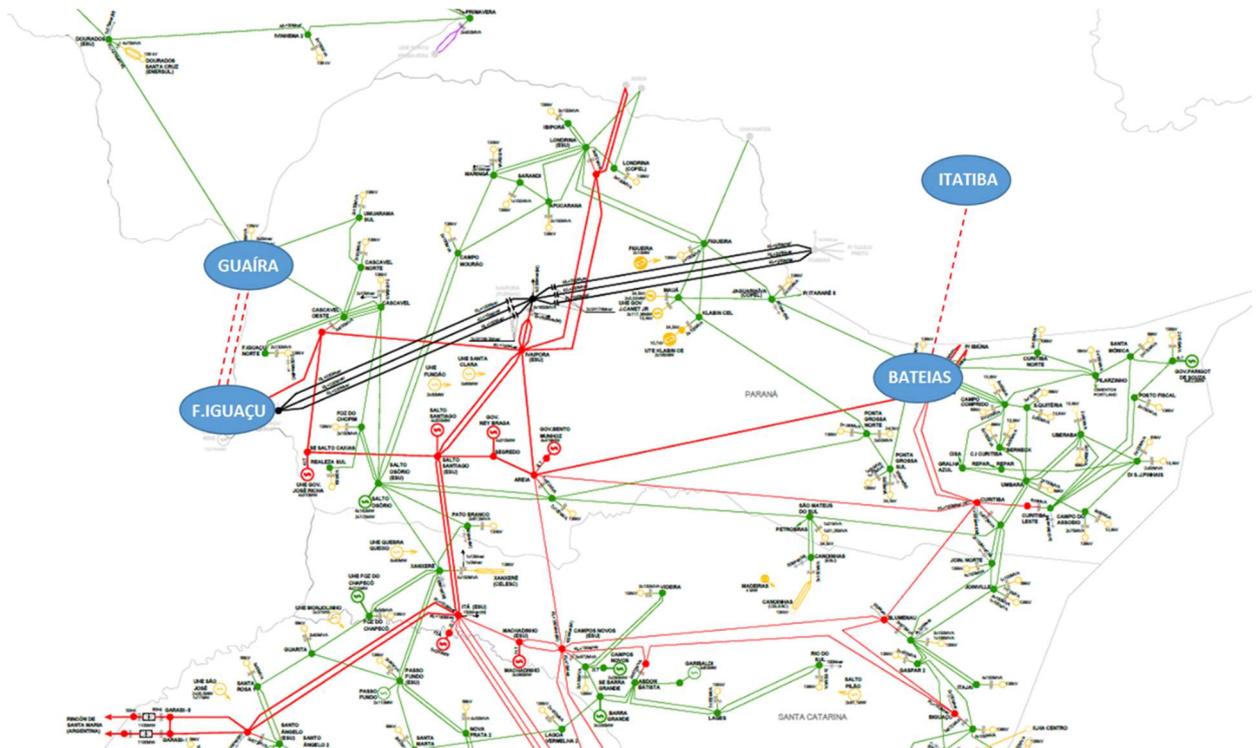
A interligação elétrica existente entre as regiões Sul e Sudeste/Centro-Oeste possibilita a otimização energética entre estas regiões aproveitando a diversidade hidrológica existente entre esses dois sistemas.

Essa interligação se caracteriza por múltiplos elementos, em diversos níveis de tensão, destacando-se a LT 500 kV Ibiúna – Bateias C1 e C2 (CD) e a LT 500 kV Assis – Londrina C1 e C2, bem como a LT 500

kV Foz do Iguaçu – Cascavel Oeste e a transformação 765/500 kV na SE Ivaiporã, visto que se considera a UHE Itaipu eletricamente pertencente ao sistema Sudeste.

Cabe destacar que a interligação em questão deverá ser reforçada, em outubro de 2019, com a entrada em operação comercial da LT 500 kV Itatiba – Bateias e, em abril de 2022, com a implantação da LT 500 kV Foz do Iguaçu – Guaíra C1 e C2 (CD).

Figura 4-13 - Diagrama esquemático da expansão da interligação Sul - Sudeste/Centro-Oeste



4.2.5 EXPANSÃO INDICATIVA DAS INTERLIGAÇÕES

A rede de transmissão que permite o intercâmbio entre as regiões Norte, Nordeste e Sudeste tem-se expandido significativamente desde o advento das usinas eólicas e da implantação da UHE Belo Monte, sendo que alcançará no ano de 2023 a última etapa do planejamento da expansão dos grandes troncos de interligação entre os subsistemas.

Contudo, a expansão de geração indicativa considerada no presente ciclo do PDE mantém uma expressiva participação das fontes eólica e solar, ambas ainda com significativa concentração na região Nordeste.

Seguindo essa tendência de aumento da oferta de energia na região Nordeste, foi diagnosticado que, a partir de 2026/2027, inicia-se o esgotamento da capacidade de escoamento das regiões Norte e Nordeste para a região Sudeste.

O período do ano que se mostrou mais crítico quanto ao montante de energia restringida pela capacidade da interligação foi o período úmido. As linhas de transmissão em corrente alternada (CA) que interligam Norte-Sudeste e Nordeste-Sudeste estão em paralelo e, neste período, a produção das usinas hidráulicas da região Norte, que é mais acentuada no período chuvoso, concorre com a geração das usinas do Nordeste no uso da interligação Nordeste-Sudeste.

Outra característica que explica a elevada necessidade de troncos de interligação é o alto fator de capacidade das usinas eólicas da região Nordeste, que pode atingir, mesmo no período úmido, despachos superiores à 60% de toda a capacidade instalada, isso considerando cenários com razoável probabilidade de ocorrência.

Outra importante característica do futuro sistema elétrico é a maior participação das usinas fotovoltaicas, principalmente no período da tarde, o que torna o patamar de carga média um dos cenários mais severos quanto à necessidade de linhas de transmissão para exportação de energia.

Assim, reconhecendo a importância do papel da rede de transmissão de proporcionar flexibilidade para acomodar diferentes estratégias de implantação

das fontes de geração contratadas nos leilões de energia, os estudos de planejamento da expansão das interligações passam a ter uma abordagem diferenciada, buscando alternativas de soluções que se traduzam em mínimo arrependimento e que, ao mesmo tempo, possam agregar atributos de confiabilidade e robustez ao sistema interligado.

Nesse sentido, como referência indicativa da próxima expansão de maior porte da rede interligada N/NE-SE/CO, considerou-se um novo elo em corrente contínua (CC), no ano de 2026/2027, eletricamente superposto à malha planejada em corrente alternada (CA), em sua maior parte já suficientemente reforçada. Quanto à expansão dessa malha, encontra-se em desenvolvimento um estudo de planejamento, com recomendação de obras para o ano de 2026, que proporcionará aumento da capacidade da interligação N/NE-SE/CO.

Tal expansão, além de possibilitar uma maior concentração de potência em corredores de transmissão, se harmoniza com a da rede CA, por ter o suporte desta rede, necessário para a confiabilidade e segurança operativa durante contingências nas instalações em CC. Ponderando todos esses aspectos, as seguintes características gerais são propostas o novo elo:

- Bipolo CC com capacidade de 4.000 MW interligando as novas subestações de 500 kV Graça Aranha (no estado do Maranhão, próxima da SE Presidente Dutra) e Silvânia (no estado de Goiás, próxima da SE Samambaia), com extensão de 1.460 km.

Dentre os principais atributos que potencializam a implantação do bipolo Graça Aranha - Silvânia como uma alternativa de expansão das interligações bastante promissora, podem ser citados:

- Sob o enfoque de um planejamento proativo e prospectivo, esta expansão, juntamente com a rede planejada em corrente alternada 500 kV, libera espaço para inserção de novas renováveis nas regiões NE/N e CO, possibilitando flexibilidade para a decisão estratégica de expansão da geração hoje

indicativa, inclusive da localização das fontes de reserva necessárias para a operação das renováveis no horizonte decenal.

- Sob o aspecto da operação, salienta-se que o este bipolo, que conecta eletricamente um ponto intermediário da rede N/NE com o sistema SE/CO, pode ter seu fluxo de potência ajustado em função da geração despachável nas fontes variáveis existentes na região N/NE, inclusive com possibilidade de reversão do sentido (do N/NE para o SE/CO ou vice-versa). Nessas condições, esta expansão possibilita ao operador do sistema flexibilizar a gestão adequada da reserva operativa do sistema do ponto de vista energético e elétrico.
- Fora do período de hidrologia crítica, em cenários de maior probabilidade de ocorrência, torna-se possível também maior segurança

elétrica, com atendimento ao critério N-2 nos principais trechos da interligação entre as regiões N/NE e SE/CO ou, ainda atenuar o impacto de eventuais atrasos de implantação de obras na rede CA que compõem esta interligação.

- Em condições hidrológicas desfavoráveis, tais como as recentemente registradas nos anos de 2014 e 2015, possibilita a alocação dos excedentes exportáveis de energia das regiões Norte e Nordeste no Sudeste/Centro Oeste, reduzindo a necessidade do despacho térmico significativamente oneroso neste subsistema.
- As estações conversoras são eletricamente distantes dos demais elos de corrente contínua do SIN, o que minimizara os efeitos decorrentes do *mult-infeed*.

4.2.6 EXPANSÕES CONSIDERADAS PARA OS ESTUDOS ENERGÉTICOS

A Tabela 4-2 a seguir apresenta resumidamente os principais reforços associados às expansões das interligações, já licitados, que entrarão em operação ao longo do decênio, os quais caracterizam os acréscimos de intercâmbios considerados na análise energética apresentada no Capítulo 3. De outra forma, o Gráfico 4-1 ilustra os

atuais limites das interligações (configuração 2018), bem como os acréscimos anuais de capacidade, por interligação, até que atinjam os valores finais inerentes à configuração de 2023 em diante. Ressalta-se que não estão incluídos, nesses valores, eventuais ganhos de capacidade associados a obras indicativas.

Tabela 4-2 - Expansão das principais interligações entre subsistemas a partir de obras outorgada

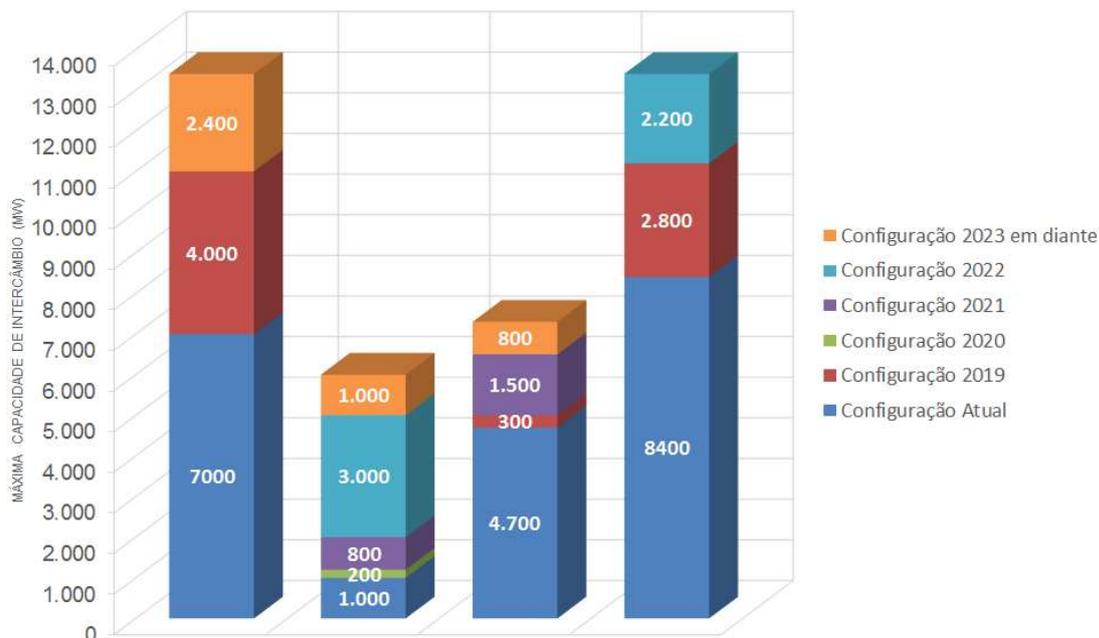
Interligação	Obra de Expansão/Reforço das Interligações	Previsão de Entrada em Operação*	Acréscimo de Capacidade** (MW)	Acréscimo de Capacidade Acumulado (MW)	Capacidade da Interligação*** (MW)
N-SE/CO	Bipolo Xingu-Terminal Rio	set/19	4.000	6.400	13.400
	LT 500kV Xingu - Serra Pelada - Miracema (C1 e C2)	mar/23	2.400		
	LT 500kV Miracema – Gilbués II - Barreiras II				
NE-SE/CO	LT 500kV Juazeiro III – Ouroândia II	dez/20	200	5.000	6.000
	LT 500kV Gentil do Ouro II – Bom Jesus da Lapa II				
	LT 500kV Igarorã III - Janaúba 3 (C1 e C2)	jun/21	800		
	LT 500kV Rio das Éguas - Arinos 2 - Pirapora 2	fev/21			
	LT 500kV Bom Jesus da Lapa II – Janaúba 3				
	LT 500kV Poçoões 2 - P. Paraíso 2 - G. Valadares 6 (C1 e C2)	fev/22	3.000		
	LT 500kV G. Valadares 6 - Mutum C1				
LT 500 kV Presidente Juscelino - Itabira 5 C2	mar/23	1.000			
N-NE	LT 500kV Bacabeira - Parnaíba III (C1 e C2)	jul/19	300	2.600	7.300
	LT 500kV Parnaíba III - Acaraú	jun/21	1.500		
	LT 500kV Xingu - Serra Pelada - Miracema (C1 e C2)				
	LT 500kV Miracema – GilbuésII - Barreiras II	mar/23	800		
SE-S	LT 500kV Itatiba - Bateias	out/19	2.800	5.000	13.400
	LT 500kV Foz - Guaira - Sarandi (C1 e C2)	ago/22	2.200		

Notas: * Previsão de entrada em operação dos empreendimentos baseada no cronograma do DMSE (abril/2019).

** Os valores descritos na tabela são orientativos e referentes ao maior acréscimo na capacidade das interligações verificados nos casos de estudo do PDE. Os valores de capacidade das interligações podem variar de acordo com o ponto de operação do sistema e, por isso, são distintos para os três patamares de carga (pesada, média e leve) e cenários de sazonalidade.

*** Considerando a configuração completa prevista para 2023

Gráfico 4-1 - Acréscimos de capacidade nas principais interligações entre subsistemas



4.3 Interligações dos Sistemas Isolados ao SIN

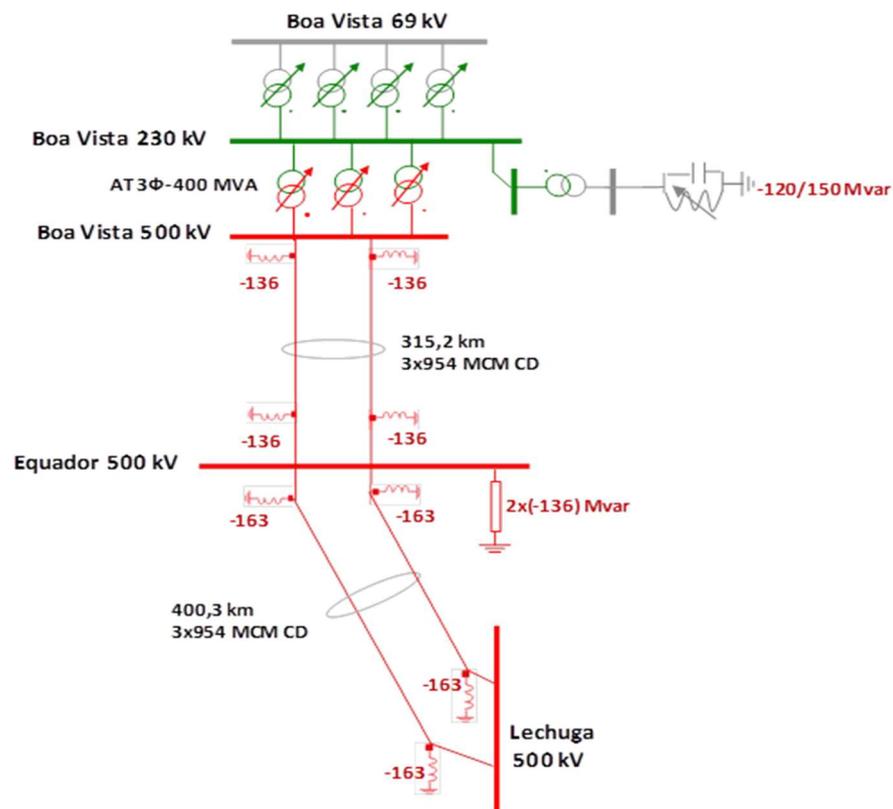
4.3.1 INTERLIGAÇÃO MANAUS - BOA VISTA

O suprimento elétrico a Boa Vista é realizado a partir do sistema de transmissão da interligação Brasil - Venezuela e por geração térmica local. No entanto, desde março de 2019, essa interligação encontra-se fora de operação, sem previsão de retorno.

Em 2011, com o objetivo de promover a interligação do estado de Roraima ao SIN, foi licitado

o sistema composto pelas subestações Equador 500 kV e Boa Vista 500/230 kV, além das linhas de transmissão em 500 kV Lechuga - Equador C1 e C2 e Equador - Boa Vista C1 e C2, com extensão total de 716 km (Figura 4-14). Além do papel de atendimento ao mercado de energia elétrica do estado de Roraima, esse sistema permitirá o escoamento do excedente de energia dos futuros aproveitamentos hidrelétricos da bacia do Rio Branco, ora em estudo.

Figura 4-14 - Interligação Manaus - Boa Vista – Unifilar



Diante das dificuldades enfrentadas para a atravessar a Terra Indígena Waimiri Atroari, até o momento não há previsão para a conclusão desse empreendimento, fato esse que acarreta severas dificuldades técnicas, econômicas e socioambientais para o suprimento de energia elétrica ao estado de Roraima.

Para agravar ainda mais esse cenário, está previsto para 2021 o término do contrato firmado entre Brasil e Venezuela, para suprimento de energia elétrica à Boa Vista, não sendo possível, portanto, afirmar se esse vínculo será renovado a partir dessa data, fato esse que amplia as incertezas referentes ao suprimento de energia à Roraima.

Nesse contexto, foi realizado no dia 31/05/2019 o Leilão de Geração para suprimento à Boa Vista e localidades conectadas, objeto da Portaria MME nº 512/2018. O certame resultou na contratação de 9 empreendimentos de variadas fontes, totalizando 294 MW de potência, que foram previamente habilitadas tecnicamente pela EPE. Dentre os vencedores, há projetos a gás natural, óleo diesel B e biomassa, além de soluções híbridas, combinando biocombustíveis, solar fotovoltaica e baterias. Assim, o resultado desse leilão proporcionará a transição para uma matriz mais limpa e sustentável em Roraima, além de contribuir para a redução do custo de geração e o aumento da qualidade e confiabilidade no suprimento de energia elétrica aos consumidores locais (Box 4.4).

BOX 4.4 - ESTUDOS DE SUPORTE À DEFINIÇÃO DO LEILÃO PARA ATENDIMENTO A RORAIMA E A CONTRATAÇÃO DE FONTES RENOVÁVEIS DE ENERGIA NOS SISTEMAS ISOLADOS

O Leilão para suprimento a Boa Vista e localidades conectadas, de 2019, objeto da Portaria MME nº 512/2018, foi realizado no dia 31/05/19 e resultou na contratação de 9 empreendimentos de variadas fontes, totalizando 294 MW de potência, das quais 7 são de empreendimentos de geração renováveis.

Desses projetos, dois estão localizados na área sul de Roraima e consideram a produção local de biocombustíveis líquidos, ambos projetos com característica híbrida, sendo um com o uso de biomassa e outro com fotovoltaica. Tais projetos irão contribuir positivamente com o controle de tensão necessário na região, dando maior confiabilidade ao sistema.

Há também 4 projetos a biomassa florestal, localizados em Boa Vista e Bonfim, no norte do estado, totalizando 40 MW. Além disso, em Boa Vista há um projeto híbrido que adota biocombustível, fotovoltaica e baterias em sua solução de suprimento, totalizando, assim, os 7 projetos a partir fontes renováveis contratados nesse certame.

Uma questão bastante relevante para esse Leilão foi a elaboração e publicação da Nota Técnica Conjunta EPE-DEE-NT-073/2017-rev3/ ONS NT 0143/2017-rev3 que determinou os requisitos elétricos mínimos para as novas máquinas a serem contratadas e apresentou o resultado das avaliações das capacidades remanescentes de escoamento disponíveis no sistema de distribuição local. Além de subsidiar as decisões do MME para a realização do Leilão de energia para Roraima, os resultados das margens de escoamento divulgados nessa Nota Técnica foram utilizados na primeira etapa do leilão de geração e contribuíram para a mitigação dos riscos de conexão dos projetos.

4.3.2 INTERLIGAÇÃO RIO BRANCO - FEIJÓ - CRUZEIRO DO SUL

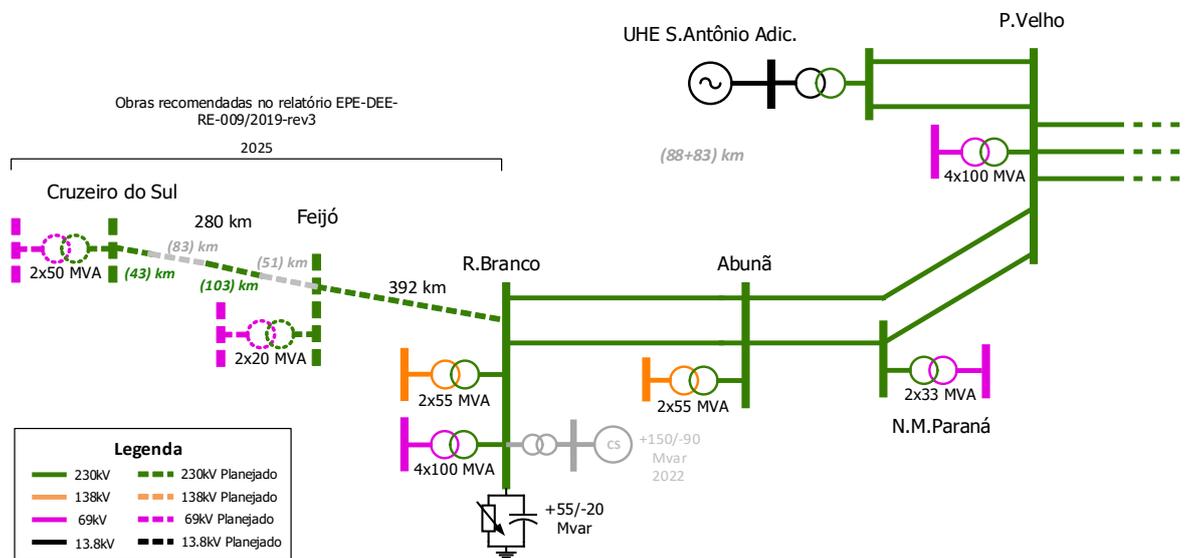
O estado do Acre é integrado ao SIN somente através da Subestação Rio Branco I 230/138/69 kV, de propriedade da Eletronorte. Esta subestação supre apenas a capital, Rio Branco, e uma parcela reduzida da área do estado, sob concessão da Eletrobrás Distribuição Acre. As demais cargas do Acre constituem sistemas isolados, atendidos em sua grande maioria por usinas térmicas a diesel.

Considerando a importância de Cruzeiro do Sul como polo turístico e econômico do Estado, a EPE desenvolveu um estudo elétrico na região, recomendando a implantação de uma linha de transmissão em 230 kV ligando Cruzeiro do Sul e Feijó à subestação Rio Branco. Esse empreendimento, licitado em novembro de 2013 e sua data de conclusão foi postergada diversas vezes. Logo, em

função do não cumprimento dos prazos contratuais previstos, a ANEEL iniciou o processo de caducidade e, em decisão proferida no Despacho nº2436 de 23 de outubro de 2018, propôs ao MME a declaração da caducidade do contrato de concessão referente a essas obras.

Levando em consideração o tempo transcorrido desde a recomendação inicial, a EPE entendeu como oportuno revisitar as recomendações originais e avaliar se as mesmas continuam adequadas frente ao crescimento de carga e à possível ocupação de terrenos previamente indicados. As novas avaliações foram documentadas no relatório EPE-DEE-RE-009/2019-rev3 e as obras recomendadas são objeto do leilão de transmissão nº 002/2019.

Figura 4-15 - Representação esquemática da solução estrutural para integração de Cruzeiro do Sul e Feijó ao SIN



4.3.3 INTERLIGAÇÃO ORIXIMINÁ - JURUTI - PARINTINS

As comunidades situadas na margem direita do rio Amazonas: Juruti, Parintins, Maués, Barreirinha, Boa Vista de Ramos, dentre outras, que permanecem isoladas, têm o seu potencial econômico restrito em função de limitações em infraestrutura básica, onde a energia elétrica é fator primordial.

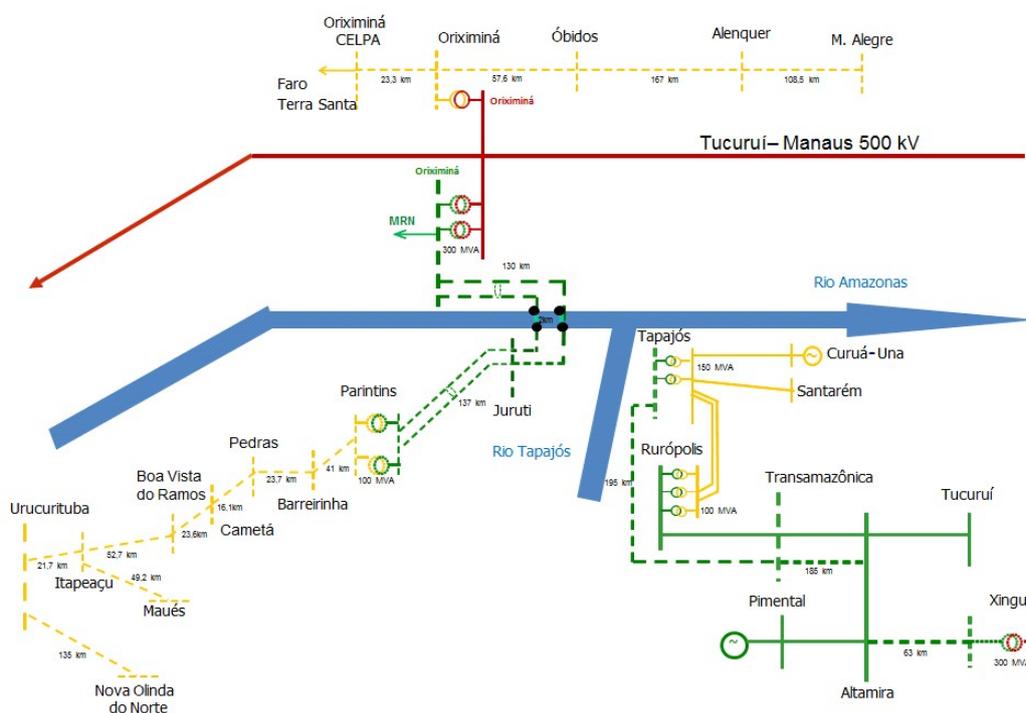
Assim, a partir da implantação da interligação Tucuruí-Macapá-Manaus, foi possível viabilizar a conexão dessas localidades ao SIN, como resultado do estudo de planejamento realizado pela EPE em conjunto com a Eletrobras, Eletrobras Eletronorte, Celpa e Eletrobras Distribuição Amazonas.

O sistema de transmissão recomendado para suprimento às cargas de Juruti, no estado do Pará, e Parintins, no estado do Amazonas, contempla duas linhas de transmissão em 230 kV, circuito duplo,

sendo uma entre Oriximiná e Juruti, com extensão estimada em torno de 138 km, e outra entre Juruti e Parintins, com extensão de aproximadamente 102 km. Esse sistema foi licitado em 2014, tendo a Abengoa como a proponente vencedora do certame. No entanto, diante das dificuldades financeiras enfrentadas por esse agente, em 2017 foi declarada a caducidade dessa concessão, fato esse que provocou nova licitação, tendo a Celeo Redes como proponente vencedor do certame (Leilão 04/2018, de dezembro de 2018). A data contratual para entrada em operação está prevista para março de 2024.

Por fim, cumpre notar que as demais localidades da margem direita, serão alimentadas por um sistema de distribuição em 138 kV, desde Parintins até Nova Olinda do Norte, que ficará a cargo da distribuidora local.

Figura 4-16 - Interligação Oriximiná - Juruti - Parintins



4.3.4 SUPRIMENTO À ÁREA DE HUMAITÁ (AM)

Foi realizado estudo para a integração ao SIN das cargas da região de Humaitá, a qual está localizada na mesorregião do Sul Amazonense, próxima à divisa do estado de Rondônia. Esta integração se dará em 138 kV a partir da nova SE 230/138 kV Caladinho II, que por sua vez estará localizada em região próxima a Porto Velho.

Cumprir notar que a SE Caladinho 230/138 kV foi licitada no Leilão de Transmissão 04/2018, tendo o Consórcio Emtep como proponente vencedor do certame. A LD 138 kV Caladinho – Humaitá, com cerca de 200 km de extensão, ficará a carga da distribuidora local.

4.4 Interligações com Países Vizinhos

Além do projeto binacional de Itaipu, envolvendo Brasil e Paraguai, (BOX 4.5) a configuração atual contempla interligações do Brasil com Argentina, Uruguai e Venezuela.

A possibilidade de ampliação dessas interligações ou o estabelecimento de novos pontos de interligação tem sido objeto de análises específicas no âmbito de acordos internacionais entre o governo brasileiro e os países limítrofes sul-americanos visando à integração energética regional.

No caso específico das interligações com a Argentina e o Uruguai, a importação de energia está regulamentada pela Portaria MME nº 372/2017, que autoriza o ONS a importar energia desses países, em caráter de excepcionalidade, até 31/12/2018.

Cabe destacar que, recentemente, a Portaria MME nº 339/2018 estendeu a validade dessa autorização de modo a compreender o período entre 01/01/2019 e 31/12/2022, estabelecendo ainda novas regras de importação.

As atuais interligações elétricas com Argentina, Uruguai e Venezuela são apresentadas a seguir.

4.4.1 INTERLIGAÇÃO COM A ARGENTINA

O Brasil possui duas interligações elétricas com a Argentina, ambas feitas através de conversoras de frequência 50/60 Hz, tipo *back-to-back*.

A primeira conversora, de potência igual a 50 MW, situa-se na cidade de Uruguaiana, sendo conectada ao sistema argentino por uma linha de transmissão em 132 kV, entre a subestação de Uruguaiana no Brasil e a subestação de Paso de Los Libres, na Argentina.

A segunda conversora, Garabi (2 a 1100 MW), é conectada do lado argentino através de uma linha de transmissão em 500 kV com 150 km entre Garabi e Rincón e, do lado brasileiro, por linhas em 500 kV entre Garabi e as subestações de Santo Ângelo (147 km) e Itá (228 km).

4.4.2 INTERLIGAÇÃO COM O URUGUAI

Até o ano 2014, a interligação Brasil – Uruguai era realizada fundamentalmente através de uma conversora de frequência 50/60 Hz, *back-to-back*, de potência 70 MW, localizada em Rivera (Uruguai), e conectada ao lado brasileiro a partir de uma linha de transmissão em 230/150 kV até a subestação de Santana do Livramento.

Ao longo do ano 2015, essa interligação foi incrementada através de uma conversora de frequência 50/60 Hz, *back-to-back*, de potência 500 MW, localizada em Melo (Uruguai), com integração ao Brasil a partir de uma linha de transmissão em 525 kV até subestação de Candiota, que possui uma transformação 525/230kV e se interliga ao SIN por meio de uma linha de transmissão em 230kV até a subestação Presidente Médici, cabendo destacar que

esse sistema deverá ser reforçado, em março de 2023, mediante a implantação de duas linhas de transmissão em 525 kV entre a Região de Candiota e a Região Metropolitana de Porto Alegre.

4.4.3 INTERLIGAÇÃO COM A VENEZUELA

A interligação Brasil – Venezuela é realizada através de um sistema de transmissão em 230/400 kV, com cerca de 780 km, interligando a subestação de Boa Vista no Brasil à subestação Macagua na Venezuela. Embora a capacidade desse sistema seja de 200 MW, devido ao déficit de potência reativa no lado Venezuelano, mesmo após a entrada

em operação do compensador estático no setor de 230 kV da SE Boa Vista, não é possível uma importação por parte do Brasil superior à 150 MW. Vale observar que, desde 2010, o fornecimento de energia proveniente da Venezuela vem sofrendo interrupções frequentes, o que impôs a necessidade de realização de leilão específico para contratação de geração térmica local, em caráter emergencial. Desde março de 2019, essa interligação encontra-se fora de operação, sem previsão de retorno. O contrato firmado entre Brasil e Venezuela encerra-se em 2021, não havendo até esse momento, uma definição quanto à sua renovação.

BOX 4.5 – MODERNIZAÇÃO DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO ASSOCIADO A UHE ITAIPU

O MME está analisando, com o apoio da EPE e do ONS, a proposta apresentada por FURNAS para a revitalização do sistema de transmissão associado a UHE Itaipu, com foco nas subestações conversoras do setor de 50 Hz da subestação de Foz do Iguaçu e da Subestação Ibiúna, face ao término de vida útil regulatória dos equipamentos dessas subestações.

4.5 Sistemas Regionais de Transmissão

Os estudos referentes ao Plano Decenal de Expansão possibilitaram a indicação dos requisitos de expansão da transmissão dos sistemas regionais necessários para o bom desempenho do SIN. São descritos a seguir, por região, os empreendimentos necessários para dotar a Rede Básica da transmissão de capacidade para atender o crescimento da carga no horizonte decenal e escoar a potência gerada pelas usinas que fazem parte da expansão da geração deste Plano.

4.5.1 REGIÃO NORTE

O sistema interligado de transmissão da região Norte atende aos estados do Pará, Maranhão, Tocantins, parte dos estados do Amazonas e Amapá, bem como às cargas industriais eletro-intensivas no estado do Pará – Belém e região de Carajás e no Maranhão, em São Luís, por meio de linhas de transmissão nas tensões de 500 e 230 kV. Por sua vez,

algumas instalações em 138 e 69 kV são classificadas como Demais Instalações de Transmissão (DIT).

Com relação à integração do estado de Roraima ao Sistema Interligado Nacional, por meio da LT 500 kV Lechuga – Equador – Boa Vista, como citado anteriormente, em função das dificuldades para atravessar a Terra Indígena Waimiri Atroari, até o momento não há previsão para a sua concretização. Dessa forma, até a implantação desse sistema, a demanda de energia elétrica de Roraima continuará a ser suprido pela Venezuela e por fontes de geração locais.

Futuramente, com a entrada em operação da Interligação Boa Vista – Manaus, o estado de Roraima também passará a ser suprido pelo SIN.

Os maiores centros de consumo da região Norte estão localizados em São Luís, no Maranhão, em Vila do Conde, no Pará, e Manaus, no Amazonas.

ESTADO DO PARÁ

Para garantir o suprimento de energia elétrica às regiões metropolitana de Belém e nordeste do Pará, encontram-se em implantação as seguintes obras: SE Marituba 500/230/69 kV, SE Castanhal 138 kV, LT 500 kV Vila do Conde – Marituba C1 LT 230 kV Marituba – Castanhal C1, e LT 230 kV Marituba – Utinga C3 e C4 e LT 500 kV Tucuruí – Marituba C1. A partir da implantação dessas obras, o sistema responsável pelo suprimento de energia elétrica à capital do estado do Pará apresentará desempenho satisfatório durante o horizonte deste Plano Decenal.

Para garantir o suprimento à região sudeste do Pará, conhecida pelo seu grande potencial de produção mineral e consequente consumo de energia elétrica, foram licitados em 2014 dois novos pátios de subestações, sendo um pátio de 500 kV na SE Integradora Sossego e outro de 138 kV na SE Parauapebas, além de uma linha de transmissão em 500 kV, circuito duplo, entre as subestações Parauapebas e Integradora Sossego, tendo a Abengoa como a proponente vencedora do certame.

No entanto, diante das dificuldades financeiras enfrentadas por esse agente, em 2017 foi declarada a caducidade dessas concessões, e recomendada a implantação da SE Serra Pelada 500/138 kV, além das LT 500 kV Xingu – Serra Pelada C1 e C2, Serra Pelada – Miracema C1 e C2, Serra Pelada – Itacaiúnas C1, e Serra Pelada – Integradora Sossego C1 e C2, obras essas já licitadas.

Para o atendimento às cargas das regiões de Paragominas e Tomé-Açu, foi indicada a implantação de um novo ponto de suprimento 230/138 kV nessa localidade, seccionando a LT 230 kV Vila do Conde – Miltônia III, de propriedade da Norsk Hydro Brasil. Visando o atendimento ao critério “N-1” para este novo ponto de suprimento, foi recomendada a implantação da segunda LT 230 kV entre as SE Vila do Conde e Tomé-Açu. Essas obras foram licitadas em 2013, tendo a SPE BR Transmissora Paraense de Energia LTDA como a proponente vencedora do certame. No entanto, devido ao não cumprimento das obrigações estipuladas no contrato de concessão, foi decretada a caducidade da concessão dessas obras. O empreendimento foi relicitado no

Leilão de Transmissão nº 05/2016, realizado em abril de 2017, sagrando-se vencedor o Consórcio Pará, tendo a sua entrada em operação estimada para 2021.

Com o objetivo de atender ao critério “N-1” no Tramo Oeste do estado do Pará, encontra-se em implantação a subestação Tapajós 230/138 kV, além das LT 230 kV Xingu – Altamira C1, Altamira – Transamazônica C2 e Transamazônica – Tapajós C1. Recentemente, foi indicada para 2026 a implantação da LT 230 kV Transamazônica - Tapajós C2 e Xingu – Altamira C2, além do segundo banco de AT 500/230 kV na SE Xingu.

Com o objetivo integrar ao SIN as cargas localizadas na margem direita do rio Amazonas, foi recomendada a implantação da SE Juruti 230/138 kV e da LT 230 kV Oriximiná – Juruti, circuito duplo. Esse sistema foi licitado em 2014, tendo a Abengoa como a proponente vencedora do certame. Como mencionado anteriormente, devido aos severos problemas financeiros enfrentados pela empresa espanhola, foi decretada a caducidade dessa concessão, sendo realizada uma nova licitação desse empreendimento, tendo nesse caso a Celeo Redes como proponente vencedor do certame, com previsão de entrada em operação em 2024.

Visando permitir o escoamento da potência fornecida pelas UHE Santo Antônio do Jari, Ferreira Gomes, Cachoeira Caldeirão e Coaracy Nunes II, foi indicada a implantação do 3º transformador 500/230 kV em Jurupari e do terceiro circuito da LT 230 kV Jurupari – Laranjal do Jari. Como a concessão dessa linha de transmissão teve a sua caducidade decretada, torna-se necessária a sua relicitação o quanto antes possível, assim como o pátio de 69 kV na SE Jurupari, responsável pelo suprimento ao município de Almeirim, tendo a Zopone Ltda. como proponente vencedor do certame, com data de entrada em operação prevista para 2023.

A futura SE Santana do Araguaia 230/138 kV será conectada ao SIN, através de uma linha de transmissão em 230 kV, circuito duplo, oriunda da SE Xinguará II. Esse conjunto de obras foi licitado no Leilão de Transmissão nº 05/2016, sagrando-se vencedora a Energia S.A., tendo 2022 como a data mais provável para a sua entrada em operação.

Com o objetivo de garantir o suprimento de energia elétrica à região sudoeste do estado do Pará (Região de Novo Progresso), foi recomendada a implantação de um sistema de transmissão para garantir o suprimento à região sudoeste do estado, sendo composto pelas SEs Cachimbo 230 kV e Novo Progresso 230/138 kV, além das LTs 230 kV Cláudia – Cachimbo e Cachimbo – Novo Progresso, que deverão ser licitadas no próximo leilão de 2020.

Por fim, cumpre notar que se encontra em desenvolvimento um estudo de planejamento com o objetivo de indicar uma solução estrutural para a região de Dom Elizeu, segundo município mais populoso da região de Paragominas, com destaque para as atividades da agroindústria.

ESTADO DO MARANHÃO

Foi recomendado um novo ponto de suprimento em 230 kV no nordeste do Maranhão, região de grande interesse turístico devido a presença dos “Lençóis Maranhenses”. A nova subestação, localizada no município de Chapadinha, se interligará às subestações Miranda II e Coelho Neto através de duas linhas de transmissão em 230 kV e possibilitará um melhor atendimento elétrico a essa região. Essas obras foram licitadas em 2013, tendo a SPE BR Transmissora Maranhense de Energia LTDA. como a proponente vencedora do certame.

No entanto, devido ao não cumprimento das obrigações estipuladas no contrato de concessão, foi decretada a caducidade da concessão dessas obras, fato que implicou a realização de nova licitação. O Leilão nº 05/2016 permitiu a recontração da obra com a Energias do Brasil S.A., prevista para entrar em operação a partir de 2021.

Com o objetivo de proporcionar o atendimento ao critério “N-1” nas SEs Porto Franco 230 kV e Balsas 230 kV, foram licitadas no Leilão de Transmissão 02/2018, realizado em 28/06/2018, as LTs 230 kV Imperatriz – Porto Franco C2 e Ribeiro Gonçalves – Balsas C2. Para suprimento às cargas da região de Caxias, encontra-se em fase de implantação uma nova subestação 230/69 kV nesse município, seccionando a LT 230 kV Peritoró – Coelho Neto, licitada no Leilão nº 05/2016 e arrematada pela Artoon Z Energia,

tendo 2021 como a data prevista para a sua entrada em operação.

Com o objetivo de permitir o pleno escoamento do potencial eólico do litoral dos estados do Maranhão, Piauí e Ceará, foi indicado um sistema de transmissão em 500 kV que se interligará ao estado do Maranhão na futura SE Bacabeira 500 kV, que seccionará as duas LT 500 kV Miranda II – São Luís II. Esses empreendimentos já foram licitados e deverão estar em operação até o fim de 2021.

Visando o suprimento à região metropolitana de São Luís, encontra-se em implantação uma nova subestação 500/230/69 kV dentro da ilha, denominada SE São Luís IV, licitada em abril de 2017, prevista para entrar em operação até 2022.

Encontra-se em desenvolvimento um estudo de planejamento para as regiões de Açailândia e Buritcupu. Por fim, cabe destacar que com o objetivo de permitir o atendimento ao critério de confiabilidade “N-1” na SE Encruzo Novo, faz-se necessária a realização de um estudo de planejamento para a região noroeste do estado do Maranhão.

ESTADO DO TOCANTINS

De modo a aumentar a qualidade e a confiabilidade no suprimento à capital do estado, encontra-se em construção um ponto de suprimento 230/138 kV em Palmas, sendo este alimentado por uma linha de transmissão em 230 kV, a partir da SE Lajeado, com previsão de entrada em operação até o fim de 2019.

Com o objetivo de garantir o suprimento de energia elétrica à região de Araguaína para um horizonte de longo prazo, foi licitado no Leilão de Transmissão 02/2018 um novo pátio de 138 kV na SE Colinas, que deverá entrar em operação até 2021.

Visando permitir o escoamento pleno do potencial de geração hidráulica e fotovoltaica da região de Dianópolis, bem como agregar qualidade e confiabilidade no suprimento às cargas locais, foi recomendada a implantação de uma subestação 230/138 kV no município de Dianópolis, sendo suprida pelas LTs 230 kV Dianópolis – Gurupi C1,

Dianópolis – Palmas C1 e Dianópolis – Barreiras C1. Esse sistema foi licitado no Leilão de Transmissão 04/2018, tendo a Energisa como proponente vencedor do certame e previsão de entrada em operação em 2024.

Finalmente, cumpre notar que se encontra em desenvolvimento um estudo para suprimento à região de Gurupi.

ESTADO DO AMAZONAS

Para a capital do estado, foi recomendada a implantação de um novo ponto de suprimento, denominado SE Tarumã, que será suprido por uma linha de transmissão em 230 kV, circuito duplo, conectando a futura SE Tarumã à SE Lechuga, obra essa que deverá ser licitada em 2020. Nesse mesmo estudo, também foi indicada a implantação da LT 230 kV Mauá 3 – Manaus C1, já licitada no Leilão de Transmissão 004/2018, que possibilitará o fechamento de um anel entre as SEs Lechuga, Jorge Teixeira, Mauá 3 e Manaus, fato este que implicará em um aumento considerável na confiabilidade do suprimento à Manaus.

Cumpre destacar ainda que, por estarem situadas em regiões densamente povoadas, essas duas linhas de transmissão possuirão trechos subterrâneos.

Para o suprimento às cargas isoladas localizadas na margem direita do rio Amazonas, foi recomendada a implantação da SE Parintins 230/138 kV e da LT 230 kV Juruti - Parintins, circuito duplo. Esse sistema foi licitado em 2014, tendo a Abengoa como a proponente vencedora do certame. Como mencionado anteriormente, devido aos severos problemas financeiros enfrentados pela empresa espanhola, foi decretada a caducidade dessa concessão, fato esse que provocou uma nova licitação desse empreendimento, tendo nesse caso a Celeo Redes como proponente vencedor do certame. As demais localidades da margem direita, serão alimentadas por um sistema de distribuição em 138 kV, desde Parintins até Nova Olinda do Norte, que ficará a cargo da distribuidora local.

Ainda com o objetivo de integração de sistemas isolados, foi efetuado o estudo para a integração ao

SIN das cargas da região de Humaitá, situada na mesorregião do Sul Amazonense. Esta integração se dará através de um circuito em 138 kV a partir da SE Caladinho II 138 kV, no estado de Rondônia, licitada no Leilão de Transmissão 04/2018, tendo o Consórcio Emtep como proponente vencedor do certame. Por sua vez, a LD 138 kV Caladinho – Humaitá, com cerca de 200 km de extensão, ficará a cargo da distribuidora local.

Objetivando aumentar a qualidade e a confiabilidade no suprimento de energia elétrica ao município de Presidente Figueiredo, foi indicado um novo ponto de suprimento (SE Presidente Figueiredo 230/69 kV), seccionando a LT 230 kV Balbina - Cristiano Rocha, obra essa que deverá ser licitada em 2020.

ESTADO DO AMAPÁ

Visando permitir o escoamento da potência fornecida pelas UHE Santo Antônio do Jari, Ferreira Gomes, Cachoeira Caldeirão e Coaracy Nunes II, foi indicada a implantação do 3º transformador 500/230 kV em Jurupari e do terceiro circuito da LT 230 kV Jurupari – Laranjal do Jari, licitado no Leilão de Transmissão 004/2018.

ESTADO DE RORAIMA

Com o objetivo de promover a interligação de Boa Vista ao SIN, foi recomendada a implantação da LT 500 kV Lechuga – Equador – Boa Vista. Além do papel de atendimento ao mercado de energia elétrica do estado de Roraima, essa linha de transmissão permitirá o escoamento do excedente de energia dos futuros aproveitamentos hidrelétricos da bacia do Rio Branco, ora em estudo.

Embora esse sistema tenha sido licitado no segundo semestre de 2011, vis-à-vis as dificuldades enfrentadas para a travessia da Terra Indígena Waimiri Atroari, até o momento não há previsão para a sua implantação, como já destacado anteriormente. No entanto, cumpre notar que todos os esforços estão sendo envidados por parte do Governo no sentido de viabilizar, com a maior brevidade possível, a interligação do estado de Roraima ao Sistema Interligado Nacional. Nesse Plano Decenal, considerando a importância desse sistema não só

para suprimento à carga, mas também para escoamento do excedente de energia gerado pela UHE Bem Querer, foi considerada referencialmente a entrada em operação da LT 500 kV Lechuga – Equador – Boa Vista até 2027.

Paralelamente, foi realizado no dia 31/05/2019 o Leilão de Geração para suprimento à Boa Vista e localidades conectadas, que resultou na contratação de 9 empreendimentos de variadas fontes, totalizando 294 MW de potência, que aumentarão de forma considerável a qualidade e a confiabilidade no suprimento de energia elétrica ao estado de Roraima no período que antecede a interligação de Boa Vista ao SIN (Ver BOX 4.6).

4.5.2 REGIÃO NORDESTE

O sistema de transmissão da região Nordeste atende aos estados do Piauí, Ceará, Rio Grande do Norte, Paraíba, Pernambuco, Alagoas, Sergipe e Bahia. Esse sistema é suprido em parte pela energia gerada na própria região, complementado pela energia importada das regiões Sudeste/Centro-Oeste através da Interligação Norte-Sudeste/Centro-Oeste e pelos excedentes de energia da região Norte, importados através Interligação Norte - Nordeste.

O grande potencial eólico da região, distribuído principalmente nos estados do Ceará, Rio Grande do Norte e Bahia, levou à necessidade de expansão da Rede Básica da região, assim como também ao aumento da capacidade das interligações entre a região Nordeste e Sudeste, para o escoamento dos excedentes de energia.

Os maiores centros de consumo da região Nordeste estão localizados na Bahia, Pernambuco e Ceará.

BOX 4.6 - IMPACTO DOS EMPREENDIMENTOS ATRASADOS OU COM CONCESSÕES CASSADAS NA REGIÃO NORDESTE

O atraso de obras e a não implantação de instalações licitadas sob a responsabilidade de diversos agentes vem impactando negativamente a evolução do sistema planejado na região Nordeste. Assim, a EPE vem tratando desse tema com a atenção necessária, e para cada empreendimento foi realizada análise específica e definida a melhor solução, seja ela a relicitação, a não implantação das obras ou a recomendação de diferentes reforços.

Dentre os reforços recomendados, já foram licitados a LT 500 kV Miracema – Gilbués II C3 e Gilbués II – Barreiras II C2, SE 230/69 kV Currais Novos II e LT 230 kV Lagoa Nova II – Currais Novos II C1, C2. Ainda estão pendentes de outorga os seguintes reforços: LT 230 kV Poções III – Itapebi C1, SE 230/69 kV Pirajá, LT 230 kV Camaçari IV – Pirajá C1 e C2, seccionamento da LT 500 kV Angelim II – Recife II C2 na SE Suape II e LT 500 kV Camaçari IV – Sapeçu C1.

ESTADO DO PIAUÍ

Na região do Sertão do Araripe, foram licitados dois transformadores 230/138 kV na subestação Chapada I (PI), que alimentará parte das cargas da EDPI, hoje supridas pela SE Picos.

Os estudos prospectivos considerando o potencial eólico da Área Leste da região Nordeste recomendaram a implantação de uma nova subestação 500/230 kV no município de Queimada Nova. Esta nova subestação será alimentada através das LT 500 kV: Queimada Nova II – Buritirama (C1 e C2), Curral Novo do Piauí II – Queimada Nova II (C1) e Milagres II – Queimada Nova II (C1). Esse conjunto de obras, exceto a LT Milagres II – Queimada Nova II, foi licitado em 2016.

Por fim, de forma a proporcionar um adequado atendimento aos consumidores da Microrregião do Médio Parnaíba, recomendou-se a implantação de dois transformadores 230/69 kV na SE Boa Esperança II e outros dois transformadores 230/69 kV na SE Teresina II, licitados em 2017.

ESTADO DO CEARÁ

Para o adequado escoamento do potencial eólico das usinas do litoral norte do estado, recomendou-se a implantação das SE 500/230 kV Acaraú III e Tianguá II. Essas subestações se interligarão ao SIN através da LT 500 kV Parnaíba III – Acaraú III C1, LT 500 kV Parnaíba III – Tianguá II C1, LT 500 kV Tianguá II – Acaraú III C1, LT 500 kV Acaraú III – Pecém II C1 e seccionamento em loop das LT 500 kV Teresina II – Sobral III C1 e C2 na SE Tianguá II. Esse conjunto de obras foi licitado em 2017.

Para escoar a energia eólica gerada no estado do Rio Grande do Norte e litoral leste do Ceará, foi recomendada a nova SE 500/230 kV Jaguaruana II, que se interligará ao SIN através das LT 500 kV Açú III – Jaguaruana II (C1), Jaguaruana II – Pacatuba (C1) e das LT 230 kV Jaguaruana II – Mossoró IV (C1 e C2) e Jaguaruana II – Russas II (C1). Este sistema, licitado em 2018, elevará significativamente as margens para conexão de novos empreendimentos de geração eólica e fotovoltaica nessa região.

Na Região Metropolitana de Fortaleza foi relicitada em 2018 SE 230/69 kV Maracanaú II, no seccionamento em loop da LT 230 kV Fortaleza II – Cauípe C2, que auxiliará no atendimento às cargas da capital cearense. Devido ao atraso na entrada em operação dessa obra, estudos recomendaram a implantação do 5º TR 230/69 kV da SE Fortaleza e 5º TR 230/69 kV da SE Pici II. Para essa região, também foi licitada em 2018 a nova SE 500/230/69 kV Pacatuba. Recomendou-se ainda a implantação da nova subestação 230/69 kV Dias Macedo II, que será alimentada a partir da SE Fortaleza II por duas linhas

de transmissão subterrâneas, a fim de atender ao crescimento da carga local.

Estudos prospectivos para conexão e escoamento do potencial eólico do litoral dos estados do Maranhão, Piauí e Ceará indicaram a implantação da SE 500/230/138 kV Parnaíba III, que se interligará ao SIN através da LT 500 kV Parnaíba III – Bacabeira C1 e C2, LT 500 kV Parnaíba III – Acaraú III C1 e Parnaíba III – Tianguá II C1. Esse conjunto de obras foi licitado em 2016. Foi recomendada ainda a implantação da LT 230 kV Ibiapina II – Tianguá II C1 e C2, LT 230 kV Ibiapina II – Piripiri C2 e LT 230 kV Piripiri – Teresina III C1, licitado em 2017.

Por fim, para solucionar o problema de esgotamento da transformação 230/69 kV da SE Milagres, recomendou-se a implantação da nova SE 230/69 kV Crato II, suprida através do seccionamento em loop da LT 230 kV Milagres – Tauá II C1.

ESTADO DO RIO GRANDE DO NORTE

Para a conexão e escoamento do elevado montante de energia eólica na região nordeste do estado, foi recomendada a implantação de um robusto sistema em 500 kV composto pelas SE João Câmara III, Ceará Mirim II e Açú III, conectadas pelas LT: Açú III – Quixadá (C1), Milagres II – Açú III (C2), Campina Grande III – Ceará Mirim II (C1 e C2), Ceará Mirim II – João Câmara III (C1 e C2) e Açú III – Jaguaruana II (C1). O sistema completo ainda é composto por subestações e linhas de transmissão em 230 kV características de atendimento regional e coleta de geração no estado.

Para o atendimento às cargas da Cosern, foi relicitada em 2017 a SE 230/69 kV Currais Novos II, que será alimentada a partir da LT 230 kV Lagoa Nova II – Currais Novos II C1 e C2.

Para solucionar o problema de esgotamento da transformação 230/69 kV da SE Mossoró II foi licitada em 2018 a nova SE 230/69 kV Caraúbas II.

ESTADO DA PARAÍBA

A solução recomendada para integração dos empreendimentos de geração eólica localizados no estado do Rio Grande do Norte contempla a implantação das LT 500 kV: Campina Grande III – Ceará Mirim II (C2), já licitada, e Campina Grande III – Pau Ferro (C1), licitada em abril de 2017.

Para possibilitar o pleno escoamento das usinas já contratadas na região do Seridó e aumento das margens para conexão de novos empreendimentos de geração, foi recomendada a implantação da nova SE 500 kV Santa Luzia II, que se conectará ao SIN através das LT 500 kV Santa Luzia II – Campina Grande III C1 e Santa Luzia II – Milagres II C1. Essas obras foram licitadas em 2017.

Para o atendimento a Região Metropolitana de João Pessoa, recomendou-se a implantação da nova SE 500/230/69 kV João Pessoa II, que se conectará ao SIN através da LT 500 kV Campina Grande III – João Pessoa II e dos seccionamentos das LT 230 kV Goianinha – Mussurú, Goianinha – Santa Rita II e Santa Rita II – Mussurú II, licitadas em 2018.

ESTADO DE PERNAMBUCO

Para reforçar o atendimento ao Agreste de Pernambuco, foi recomendada uma nova subestação 230/69 kV no município de Arcoverde, a implantação de transformadores 230/69 kV na SE Garanhuns II e as linhas de transmissão 230 kV Garanhuns II – Arcoverde II e Caetés II – Arcoverde II. Essas obras foram licitadas em 2017 e entraram em operação no primeiro semestre de 2019.

Na região do Sertão do Araripe, foram licitados em 2018 dois transformadores 230/138 kV na subestação Chapada I (PI), que alimentará parte das cargas da Celpe, supridas hoje pela SE Bom Nome. Para atendimento às cargas da região de Carpina e Limoeiro, foi licitada em 2017 a nova subestação 230/69 kV Lagoa do Carro, que se interligará ao SIN através do seccionamento em loop da LT 230 kV Pau Ferro – Coteminas.

Para elevar as margens de escoamento de geração na região do Porto de Suape, levando-se em consideração a não implantação da LT 500 kV Suape

II – Recife II (C2) pela CHESF, foi realizado estudo de planejamento que recomendou o seccionamento da LT 500 kV Angelim II – Recife II C2 na SE Suape II.

Para avaliar o atendimento a Recife, foram iniciados o “Estudo de Expansão da SE Bongí” e o “Estudo de Suprimento a Região Metropolitana de Recife”, ambos com previsão de término no segundo semestre de 2019.

ESTADO DE ALAGOAS

Os estudos realizados sob coordenação da EPE recomendaram a expansão do sistema de transmissão de Alagoas através da nova SE 230/69 kV Maceió II, alimentada a partir da SE Messias 230 kV por dois circuitos em 230 kV e da LT 230 kV N. S. Socorro – Penedo C2, prevista para entrada em operação em 2018.

Para o atendimento ao Sertão do estado, foi recomendada a implantação de uma nova SE 230/69 kV no município de Santana do Ipanema, conectada ao SIN através do seccionamento em loop da LT 230 kV Paulo Afonso III – Angelim e licitada no ano de 2018.

Recomendou-se ainda a implantação da LT 230 kV Messias – Rio Largo II (C4), importante para contribuir com o escoamento de geração na área leste da região Nordeste e atendimento às cargas da capital do estado de Alagoas.

ESTADO DO SERGIPE

As principais obras de expansão da Rede Básica recomendadas pela EPE no estado de Sergipe incluem a nova subestação 230/69 kV Nossa Senhora do Socorro, alimentada a partir do seccionamento da LT 230 kV Jardim – Penedo, a LT 230 kV Nossa Senhora do Socorro – Penedo C2, o 3º ATR 500/230 kV da SE Jardim e a LT 500 kV Xingó – Jardim C2.

Para o pleno escoamento da UTE Porto de Sergipe (aproximadamente 1500 MW), foi licitada em 2018 a LT 500 kV Porto de Sergipe – Olindina C1.

Destaca-se ainda que estão sendo realizados estudos para se definir um novo ponto de suprimento às cargas da distribuidora local devido ao

esgotamento para expansão da SE 230/69 kV Itabaiana.

ESTADO DA BAHIA

O estado da Bahia, assim como o Ceará, Piauí e Rio Grande do Norte, tem-se firmado nos últimos anos como um dos grandes produtores de energia eólica no País, principalmente nas regiões central e sul do estado. Além disso, a sua posição geográfica (divisa das regiões Nordeste e Sudeste), acarretou na grande necessidade de implantação de reforços de transmissão, para escoamento de energia de usinas eólicas e aumento da capacidade de intercâmbio energético entre as essas duas regiões.

Nesse sentido, estudos para aumento da capacidade de transmissão da interligação Nordeste – Sudeste para o escoamento dos excedentes de geração na região Nordeste recomendaram a implantação das já licitadas LT 500 kV: Rio da Éguas – Arinos II (C1), Bom Jesus da Lapa II – Janaúba 3 (C1) – Igaporã III – Janaúba 3 (C1 e C2), Sapeaçu – Poções III (C1) e Poções III – Padre Paraíso 2 (C1 e C2).

Ainda para expansão da interligação Nordeste – Sudeste e atendimento às cargas da Coelba localizadas no sul da Bahia, foi recomendada (e já licitada) a LT 500 kV Ibicoara – Poções III, LT 230 kV Poções III – Poções II (C1 e C2) e uma nova SE 500/230 kV Poções III.

Para o escoamento da geração eólica contratada na região Pindaí, foi recomendada (e já licitada) a LT 230 kV Igaporã III – Pindaí II CD C2 e C3.

Para escoamento do potencial eólico da Área Leste da região Nordeste foi recomendada a implantação de uma nova subestação em 500 kV no município de Buritirama. Esta nova subestação será alimentada através das LT 500 kV: Queimada Nova II – Buritirama (C1 e C2), Buritirama – Barreiras II (C1) e do seccionamento em loop da LT 500 kV Gilbués II – Gentio do Ouro II. Foram recomendadas ainda as LT 500 kV: Barreiras II – Rio das Éguas (C2), Juazeiro III – Ourolândia (C1) e Gentio do Ouro II – Bom Jesus da Lapa II (C1), obras que também já foram todas licitadas.

Para atendimento às cargas da Coelba no município de Alagoinhas, estudos de planejamento recomendaram a implantação da SE 230/69 kV Alagoinhas II, alimentada através do seccionamento em loop da LT 230 kV Cícero Dantas – Catu (C2) e a SE Itabuna III 230/138 kV, alimentada através do seccionamento em loop da LT 230 kV Funil – Itapebi (C1), obras licitadas em 2018.

Para suprimento às cargas da Coelba na região central da Bahia, foi recomendada a implantação do segundo transformador 230/69 kV na SE Morro do Chapéu II.

Para solucionar o problema de esgotamento da transformação 230/69 kV da SE Tomba, foi recomendada a implantação da nova SE 230/69 kV Feira de Santana III, que se interligará ao SIN através do seccionamento em loop da LT 230 kV Governador Mangabeira – Camaçari II C2, licitada no ano 2018.

Para atendimento às cargas da região de Olindina recomendou-se a implantação de dois transformadores 230/69 kV na SE Olindina.

Devido ao crescimento expressivo da carga na região oeste da Bahia, realizou-se estudo de planejamento que recomendou a implantação da nova SE 230/69 kV Rio Formoso II, alimentada pela LT 230 kV Barreiras II – Rio Formoso II CD C1 e C2.

Na região do extremo sul da Bahia, em substituição à LT 230 kV Funil – Itapebi C3, cuja concessão foi cassada, recomendou-se a implantação da LT 230 kV Poções III – Itapebi C1.

Para escoamento do potencial eólico e solar da Área Sul da região Nordeste, foi realizado estudo de planejamento que recomendou a implantação da nova SE 500 kV Medeiros Neto II e o novo eixo 500 kV Morro do Chapéu II – Poções III – Medeiros Neto II – João Neiva 2 C1.

Por fim, destaca-se que foi realizado estudo que recomendou a relicitação da SE 230/69 kV Pirajá, com uma nova solução de suprimento a partir de duas linhas de transmissão subterrâneas provenientes da SE Camaçari IV.

4.5.3 REGIÃO SUDESTE

O sistema elétrico da região Sudeste é constituído por uma Rede Básica com mais de 35.000 km de linhas nas tensões de 750, 500, 440, 345 e 230 kV e um sistema em 138, 88 e 69 kV referente às Demais Instalações de Transmissão (DIT).

A região, constituída pelos estados de São Paulo, Minas Gerais, Rio de Janeiro e Espírito Santo, tem a maior malha interligada do País, atendendo cerca de 50% da carga do SIN. Os maiores centros de consumo estão localizados nas áreas metropolitanas de São Paulo, Rio de Janeiro e Minas Gerais, afastados das principais fontes de geração, resultando a necessidade de uma extensa rede de transmissão em alta tensão para o seu atendimento.

ESTADO DE SÃO PAULO

Com relação ao atendimento à região metropolitana de São Paulo, destaca-se a LT 345 kV Bandeirantes – Piratininga II C1 e C2, subterrânea, com extensão aproximada de 15 km, cuja previsão de entrada em operação é junho de 2020. Essa nova linha de transmissão foi recomendada com o objetivo de sanar os problemas de sobrecarga durante contingência simples da LT 345 kV Xavantes – Bandeirantes C1, C2 e C3, além de prover a SE Bandeirante de confiabilidade diferenciada, uma vez que é uma subestação que supre uma parcela significativa da carga da capital.

Ainda sobre a região metropolitana de São Paulo, foi finalizado o estudo de atendimento às regiões Norte, Sul e Leste da capital, além da região do ABC. Esse estudo resultou na recomendação de um conjunto de reforços estruturais que propiciarão o fechamento de um anel em 345 kV, por meio de cerca de 50 km de novas linhas de transmissão subterrâneas em circuito duplo, com a indicação de duas novas subestações compactas (GIS) 345/88 kV, com capacidade máxima de transformação de 1200 MVA cada, para suprimento às cargas da ENEL SP, cujos benefícios se traduzem em ganho de confiabilidade em horizonte superior a 20 anos. Os investimentos associados perfazem um total aproximado de R\$ 3,0 bilhões.

No que diz respeito ao atendimento às cargas do litoral de São Paulo, em 2013, a EPE concluiu estudo no qual foram recomendados como reforços estruturais dois novos pontos de suprimento: SE Manoel da Nóbrega 230/138-88 kV, para atendimento às cargas do litoral sul, e SE Domênico Rangoni 345/138 kV, para atendimento às cargas do litoral norte. Ambas as subestações foram licitadas em 2014, no Leilão ANEEL nº 001/2014, com previsão contratual para entrarem em operação em setembro de 2017, sob concessão da Empresa Litorânea de Transmissão de Energia S.A (ELTE). No entanto, após início do processo de licenciamento e de projeto, a transmissora responsável tem relatado dificuldades para a viabilização do traçado apresentado para a linha de transmissão em 345 kV entre a futura SE Domênico Rangoni e o ponto de seccionamento da LT 345 kV Baixada Santista – Tijuco Preto C3, principalmente em decorrência de interferências críticas com o zoneamento aeroportuário da Base Aérea de Santos. Dessa forma, enquanto as tratativas relacionadas ao contrato de concessão encontram-se em andamento no âmbito do MME/ANEEL, a EPE vem realizando estudo no sentido de buscar solução estrutural alternativa para o atendimento ao litoral norte do estado. Também estão sendo estudadas medidas de mais curto prazo que possam minimizar o impacto do atraso desses empreendimentos

Com relação ao sistema próximo às usinas do Rio Grande (Porto Colômbia e Mascarenhas de Moraes), foi recomendado como reforço estrutural a implantação da nova SE Morro Agudo 500/138 kV e da transformação 345/138 kV, com transformador defasador, em Porto Colômbia, objeto de autorização à Furnas. Ambos com o objetivo de possibilitar o pleno escoamento do excedente de geração durante o período de safra das usinas a biomassa da região e, ainda, o aumento da confiabilidade no atendimento às cargas do sistema de 138 kV da região nordeste da CPFL. A SE Morro Agudo 500/138 kV já se encontra em operação e o transformador defasador em Porto Colômbia está previsto para entrar em operação em setembro de 2019.

Para as regiões de Mairiporã, Santo Ângelo e Bragança Paulista, foi licitada em 2016 a SE Água Azul 440/138 kV, composta por dois bancos de

autotransformadores de 300 MVA cada. Essa nova subestação, com previsão de entrada para o final do primeiro semestre de 2019, também propicia o aumento da confiabilidade no atendimento ao Aeroporto Internacional de Guarulhos.

Para o sistema da região oeste do estado de São Paulo, foi finalizado, em 2015, um estudo que recomendou a implantação de dois novos pontos de suprimento: SE Bagaçu 440/138 kV e SE Alta Paulista 440/138 kV. Esses dois novos pontos de suprimento, licitados em abril de 2017 no Leilão ANEEL nº 05/2016, reforçam o atendimento a diversos municípios do interior de São Paulo, tais como Presidente Prudente, Flórida Paulista, Dracena, Tupã, Valparaíso, Araçatuba e Birigui. O prazo contratual para entrada em operação desses empreendimentos é agosto de 2021.

Dando continuidade aos estudos de expansão dos sistemas supridores de municípios do interior do estado de São Paulo, foi finalizado no segundo semestre de 2017 o estudo de atendimento à região de Capão Bonito, que objetivou eliminar restrições associadas à contingência do único circuito em 230 kV que interliga a SE Botucatu à SE Capão Bonito. A solução estrutural recomendada contempla novas linhas de transmissão em 230 kV, além de reforços na DIT 138 kV. Parte dessa solução, a nova LT 230 kV Capão Bonito – Itararé II, foi licitada no Leilão nº 04/2018, com prazo contratual de implantação de março de 2023.

Destaca-se, ainda, o estudo de compensação reativa para os sistemas em 440 kV e 500 kV do estado de São Paulo, cujo objetivo foi de garantir as condições de qualidade, controlabilidade e confiabilidade praticadas no SIN, mesmo em cenários mais severos de intercâmbios de energia entre o subsistema da região Sudeste/Centro-Oeste e os demais subsistemas. Como resultado desse estudo, tem-se a recomendação de instalação de três compensadores síncronos de -180/300 Mvar, na SE 500 kV Araraquara II, licitados no primeiro semestre de 2017 e previstos para entrarem em operação em janeiro de 2020.

Em função do recente aumento de usinas fotovoltaicas habilitadas em leilões de geração,

identificou-se um elevado potencial de contratação desse tipo de fonte na região noroeste do estado de São Paulo. Embora as contratações ainda não tenham sido representativas nessa região, há uma expectativa de aumento da competitividade para esse tipo de fonte, podendo acarretar em maiores montantes contratados nos próximos leilões e, conseqüentemente, atingir rapidamente os limites de escoamento atualmente calculados. Dessa forma, foi concluído, no primeiro semestre de 2018, um estudo prospectivo para a definição da expansão ótima da rede dessa região, onde foram recomendados reforços que não só possibilitam a ampliação da margem de contratação de novos projetos de geração, mas que também propiciam o adequado atendimento ao mercado local. Desse conjunto de reforços, destacam-se a LT 440 kV Três Irmãos – Ilha Solteira C2 e o segundo banco de transformadores 440/138 kV, 300 MVA, na SE Água Vermelha, ambos recomendados para o ano de 2022. A nova LT 440 kV Três Irmãos – Ilha Solteira C2 está prevista para ser licitada no próximo leilão de dezembro de 2019.

Por fim, destaca-se o Estudo de Avaliação de Reforços na Rede DIT do Estado de SP, emitido em abril de 2019, que culminou com a recomendação de obras de elevação de capacidade de linhas existentes em 138 kV, cujos trechos alterados totalizam 224,3 km. O investimento total previsto é da ordem de R\$ 200 milhões, incluindo nesse montante os investimentos associados às adequações nos terminais das linhas devido ao aumento da capacidade.

ESTADO DE MINAS GERAIS

Foram recomendados reforços para o sistema de transmissão que atende ao estado de Minas Gerais, os quais já se encontram em fase de execução.

Para as regiões Central e Leste do estado, estão em andamento obras estruturantes de grande porte visando a adequação do atendimento a essas importantes cargas do estado. As novas SEs 500/345 kV Presidente Juscelino, 500/230 kV Itabira 5 e 345/138 kV Betim 6 e LTs 500 kV, 345 kV e 230 kV associadas, além de reforços no sistema distribuidor local, permitirão um atendimento robusto a essas regiões no horizonte decenal.

A nova LT 500 kV Itabirito 2 – Vespasiano 2, aliada ao novo eixo em 500 kV Pirapora 2 – Presidente Juscelino – Itabira 5, com conexões em 345 kV para atendimento à região metropolitana de Belo Horizonte, trazem grande robustez ao atendimento elétrico do estado e em especial à sua capital.

Na região Leste está em andamento a construção da nova SE 230/138 kV Timóteo 2 e a LT 230 kV Mesquita – Timóteo 2, para o atendimento à região de Timóteo, que hoje é realizado apenas pela LT 230 kV Ipatinga 1 – Timóteo, não atendendo ao critério N-1.

Na região da Mantiqueira, citam-se a nova LT 345 kV Itutinga – Jeceaba, a LT 345 kV Jeceaba – Itabirito 2 C2 e a LT 345 kV Itabirito 2 – Barro Branco, todas em processo de execução. Elas garantem o atendimento ao critério N-1 na região e o aumento da confiabilidade de suprimento de energia elétrica.

Com relação às inserções regionais destacam-se a nova SE 230/138 kV Janaúba 3 e a nova LT 230 kV Irapé - Janaúba 3, que estenderá a Rede Básica até a região norte do estado, bem como a nova SE 345/138 kV Varginha 4 na região Sul e a nova SE 230/69 kV João Monlevade 4 e 230/138 kV Braúnas na região Leste. Cita-se, por fim, a nova SE 230/138 kV Jaíba, que garante um novo ponto da Rede Básica no extremo Norte do estado.

Diversas ampliações em transformações de fronteira foram concebidas e já iniciaram o processo de implantação, como as SEs Neves 1, Ipatinga 1, Barbacena 2, Pimenta, Barreiro, Juiz de Fora, Governador Valadares 2 e Itabira 2 para permitir o atendimento ao critério N-1 e melhorar a confiabilidade.

No que se refere aos reforços relacionados ao escoamento prospectivo de energia renovável, foram arrematados com sucesso no leilão de transmissão 002/2018 as instalações recomendadas no estudo de escoamento do potencial solar das regiões Norte e Noroeste de Minas Gerais. Nesse estudo, foi indicada como solução estrutural a construção da SE 230/138 kV Jaíba, da LT 230 kV Janaúba 3 – Jaíba C1 e C2, da LT 345 kV Pirapora 2 – Três Marias e da nova transformação 500/230 da SE Janaúba 3. Com isso,

foram criados novos pontos para conexão de empreendimentos solares futuros, além da já mencionada SE Jaíba, com atendimento regional para o extremo Norte do estado.

Foi finalizado o estudo de atendimento à Zona da Mata Mineira e Região da Mantiqueira, que recomendou um novo ponto de atendimento à distribuidora Energisa Minas Gerais na região da Zona da Mata. Essa região será atendida pela nova SE 345/138 kV Leopoldina 2 e as novas LTs 345 kV Santos Dumont 2 – Leopoldina 2 e Leopoldina 2 – Lagos, permitindo uma nova conexão entre os Estados de Minas Gerais e Rio de Janeiro. Adicionalmente, será expandida a transformação 345/138 kV da SE Padre Fialho, que receberá novo acesso 138 kV da Cemig-D para atendimento à região de Carangola. Essas obras constam do Lote 3 do Leilão de Transmissão nº 002/2019, a ser realizado em dezembro/19.

Outro estudo finalizado foi o de atendimento ao Triângulo Mineiro e Alto Paranaíba, que recomendou três novos pontos de fronteira para a região, a nova SE 345/138 kV Monte Alegre de Minas 2, a nova SE 345/138 kV Uberlândia 10 e a nova SE 345/138 kV Araxá 3. Somam-se a esses reforços a nova transformação 500/345 kV da SE Nova Ponte existente, a LT 345 kV Nova Ponte – Uberlândia 10 e a LT 345 kV Nova Ponte – Araxá 3. Essas obras propiciarão alívio para a malha 138 kV local da Cemig-D, cujo carregamento é muito sensível aos diversos cenários de geração, além de permitir a abertura de margens para futuros projetos de geração a biomassa e solares fotovoltaicos, que têm grande potencial nesta região. Essas obras constam do Lote 7 do Leilão de Transmissão nº 002/2019, a ser realizado em dezembro/2019.

É importante mencionar que a robustez no sistema que atende o estado de Minas Gerais também foi alcançada com as obras de expansão da interligação entre as regiões Nordeste e Sudeste para escoamento do excedente de potencial eólico contratado e previsto para a região Nordeste.

Está também em fase de avaliação o atendimento a Ipatinga, que pretende atender o

critério N-1 da transformação 230/13,8 kV da SE Ipatinga 1.

ESTADO DO ESPÍRITO SANTO

Os reforços estruturais já licitados para atendimento à carga no estado são: construção de nova SE 230/138 kV em São Mateus, conectada à SE Linhares 2 em 230 kV e em 138 kV às subestações Jaguaré e São Mateus, já existentes; nova subestação de Rio Novo do Sul 500/345/138 kV, no sul do Estado, conectada à SE Mutum 500 kV em Minas Gerais e também suprida através do seccionamento das linhas de Campos para Viana e Vitória 345 kV; nova subestação João Neiva 2 500/345/138 kV, conectada à SE João Neiva da Escelsa por dois circuitos em 138 kV, à SE Viana por um circuito em 345 kV e à SE Mesquita por um circuito em 500 kV.

No entanto, em função de insucesso em leilões passados, a solução estrutural para atendimento à carga no estado do ES (notadamente da SE João Neiva 2 500/345/138 kV e da SE São Mateus 230/138 kV) entrará em operação em data posterior à data de necessidade identificada nos estudos da EPE. De forma a contornar as restrições sistêmicas identificadas na ausência destas obras, o ONS indicou o reforço das transformações de fronteira em seu plano de ampliações e reforços, a saber: 5º banco na SE Vitória 345/138 kV (já autorizado pela Aneel), 2º banco na SE Viana 2 500/345 kV e 2º banco na SE Verona 230/138 kV. Assim, está em andamento um novo estudo de atendimento ao Espírito Santo considerando o elenco com as obras emergenciais e estruturais já recomendadas. Este estudo contemplará a análise da rede de atendimento à região da serra capixaba, a qual, segundo informações da EDP, apresenta restrições de carregamento e perfil de tensão.

ESTADO DO RIO DE JANEIRO

Um dos principais reforços que estão sendo incorporados ao SIN é o novo setor de 345 kV da SE Nova Iguaçu, com um autotransformador 500/345 kV – 3x300 MVA no seu estágio inicial, previsto para entrar em operação em abril de 2020. Adicionalmente, está prevista para abril de 2021, a

expansão da transformação 500/138 kV com a entrada do 2º ATF 3 x 300 MVA.

A partir de 2019, para permitir o aumento de intercâmbio indicado pelos estudos energéticos para a região sudeste, mostrou-se necessário o segundo elo de corrente contínua entre as Regiões Norte e Sudeste (Xingu-Terminal Rio), sendo indicada a implantação da SE Terminal Rio nas proximidades de Nova Iguaçu. A SE Terminal Rio seccionará as linhas em 500 kV Adrianópolis – Resende e Adrianópolis – Cachoeira Paulista, além de se conectar à SE Nova Iguaçu por meio de dois circuitos em 500 kV.

Merece destaque o estudo para escoamento das usinas térmicas contratadas e futuras dos estados do RJ e ES. Este estudo indicou um novo eixo em 500 kV em circuito duplo deste a SE Terminal Rio até a SE Mutum, em MG, passando pelas novas SEs coletoras Lagos e Campos 2. Este estudo foi mais detalhadamente descrito no item 4.1.

Ainda com relação ao Rio de Janeiro, está em atividade um Grupo de Trabalho (GT) com o objetivo de indicar solução de longo prazo para o crescente nível de curto-circuito na região metropolitana do estado. Esse GT é coordenado pela EPE e conta com a participação do ONS, Light e Furnas. Dentre as atividades do GT, destacam-se a ampla pesquisa de soluções de dispositivos limitadores de curto-circuito e as simulações da efetividade de cada uma delas na região de interesse. De acordo com o cronograma de atividades vigente, a indicação da solução de longo prazo para mitigação dos níveis de curto-circuito deverá ocorrer até o fim de 2019.

Encontra-se em andamento o estudo de atendimento a Niterói e Magé, que avalia a viabilidade técnico-econômica de um novo ponto de suprimento para a região *versus* reforços na rede de distribuição existente. Atualmente a SE Venda das Pedras 345/138 kV é o ponto de Rede Básica que supre a região.

Por fim, destaca-se que no ciclo anterior do Plano Decenal havia sido finalizado o estudo de atendimento à região de Italva (Norte Fluminense), o qual avaliou tanto as alternativas de novo suprimento via Rede Básica quanto de reforços na rede de distribuição, tendo sido a implantação progressiva de

bancos de capacitores na SE 138 kV Cambuci. No entanto, o estudo está sendo revisto em função da revisão do plano de obras da distribuidora Enel.

4.5.4 REGIÃO CENTRO-OESTE E ESTADOS DO ACRE E RONDÔNIA

A região Centro-Oeste, constituída pelos estados de Goiás, Mato Grosso, Mato Grosso do Sul e do Distrito Federal, interliga-se desde 2009 aos estados do Acre e Rondônia, constituindo cerca de 7% da carga do SIN. Os maiores centros de consumo estão localizados nas áreas metropolitanas.

Atualmente a Rede Básica desta região tem linhas em 500 kV, 345 kV e 230 kV. Além da Rede Básica, o atendimento ao Centro-Oeste conta com um extenso sistema em 138 kV e 69 kV, referente às DIT. Com a entrada das UHE Jirau e Santo Antonio, a capacidade instalada da região aumentou significativamente, e o Estado de Rondônia passou para a condição de grande exportador de energia.

ESTADO DE GOIÁS E DISTRITO FEDERAL

Foram recomendados importantes reforços estruturais no sistema de transmissão de energia do Distrito Federal, com destaque para a recomendação de um novo ponto de suprimento para esta região: SE Brasília Leste 500/138 kV.

Esse novo ponto de suprimento já se encontra em operação, aguardando apenas a integração das obras de distribuição associadas, as quais já se encontram em fase de execução. Após concluído, proporcionará maior equilíbrio entre as fontes que atendem atualmente a Capital Federal, ao mesmo tempo em que trará aumento da confiabilidade no suprimento às cargas atendidas

No Estado de Goiás, destaque para as ampliações das transformações que atendem a região metropolitana de Goiânia: Subestações de Anhanguera, Bandeirantes, Trindade, Xavantes e Carajás. Está em execução a construção da LT 230 kV

Trindade – Firminópolis, que elimina o atendimento radial da SE Firminópolis à região Oeste do estado.

Foram arrematados com sucesso no leilão de transmissão 002/2018 diversos reforços no estado, com destaque para a nova transformação 345/230 kV e novo pátio 345 kV da SE Pirineus existente e a nova LT 230 kV Edéia-Cachoeira Dourada. Em conjunto com as obras já autorizadas de expansão das transformações de fronteira de Edéia e Cachoeira Dourada, estes reforços permitirão eliminar problemas no eixo de 230 kV na região central e sul do estado. Foi outorgado, também, o novo compensador estático da SE Barro Alto, necessário para dar suporte de tensão a toda região norte do estado quando da perda de uma LT do eixo de 230 kV Serra da Mesa – Niquelândia - Barro Alto – Águas Lindas.

Foi também arrematada no mesmo leilão a nova SE 230/138 kV Rio Claro 2, que atenderá a região de Rio Claro, Jataí e Rio Verde segundo os critérios de confiabilidade vigentes.

Foi concluído o estudo de atendimento à região de Inhumas, que recomendou a nova SE 230/138 kV Goianira e as LTs 230 kV Trindade – Goianira e Goianira – Xavantes, que solucionam problemas no sistema distribuidor local.

Outro estudo finalizado foi o de atendimento à região nordeste de Goiás, que recomendou, no horizonte de planejamento indicativo, a nova SE 230/138 kV Iaciara 2, a LT 230 kV Rio das Éguas – Iaciara 2 C1 e C2 e o novo pátio 230 kV da SE Rio das Éguas existente. Esses reforços deverão ser levados a outorga apenas se for confirmada a execução de todo o potencial de PCHs da região de Iaciara. O sistema distribuidor local consegue escoar apenas uma fração desse potencial, a partir do qual o referido reforço estrutural se faz necessário. Ressalta-se que as obras recomendadas por esses dois estudos recentemente finalizados ainda aguardam processo de outorga.

Recentemente foi realizada uma avaliação da antecipação de reforços em 500 kV no Estado de Goiás, que estavam inicialmente relacionados ao escoamento do novo elo de corrente contínua Graça Aranha – Silvânia. Desta forma foi recomendada a

antecipação da SE 500 kV Silvânia e respectivos seccionamentos e da LT 500 kV Trindade – Silvânia.

ESTADOS DO ACRE E RONDÔNIA

Os sistemas elétricos dos estados do Acre e Rondônia são interligados ao restante do SIN em 230 kV.

Existem ainda algumas cargas do estado do Acre que são isoladas e que passarão a ser supridas pela Rede Básica, com previsão de integração das localidades de Cruzeiro do Sul, Tauracá e Feijó ao SIN através de linha de 230 kV entre Cruzeiro do Sul, Feijó e Rio Branco. Essas obras serão licitadas no leilão nº 002/2019, previsto para ocorrer no dia 19 de dezembro.

A EPE está desenvolvendo um estudo de atendimento à capital Rio Branco, no qual estão sendo avaliadas alternativas locais para um novo ponto de suprimento (SE Alto Alegre II), e uma nova interligação com o estado de Rondônia, via linha de transmissão em 230 kV.

O sistema de transmissão de Rondônia atende, por meio de linhas de transmissão em 230 kV, às regiões de Vilhena, Pimenta Bueno, Ji-Paraná, Jauru, Porto Velho, Ariquemes e Abunã. Da subestação Ji-Paraná parte uma linha de transmissão em 138 kV, com destino à cidade de Rolim de Moura, na região centro-sul do estado.

Em Rondônia, está prevista a integração do sistema isolado da região de Machadinho do Oeste, através de sistema de distribuição em 138 kV que será suprido via nova transformação 230/138 kV na subestação de Jaru.

Além dessas obras, estão indicados reforços de transmissão em 230 kV e de compensação reativa adicional, para permitir o escoamento das unidades adicionais previstas na UHE Santo Antônio, do rio Madeira.

Tanto o abaixamento 230/138 kV em Jaru quanto as obras associadas ao escoamento das máquinas adicionais de Santo Antônio haviam sido arrematadas pela transmissora Isolux no Leilão de Transmissão 001/2015, realizado em 26/08/2015.

No entanto, como o contrato de concessão não havia sido assinado, as obras foram relicitadas em abril de 2017, sagrando-se vencedora a Cobra Brasil Serviços, Comunicações e Energia S.A..

ESTADO DO MATO GROSSO

Estudos anteriores indicaram reforços no atendimento ao sistema que supre a região de Alta Floresta, tendo sido recomendada conexão com o sistema de distribuição da Energisa MT via abaixamento 500/138 kV na futura subestação de Paranaíta.

Ainda utilizando o sistema de escoamento das usinas do Teles Pires, para solucionar o esgotamento do tronco em 138 kV entre as SEs Barra do Peixe e Vila Rica (730 km), entrou em operação em junho de 2018, um abaixamento 500/230 kV em Paranatinga, de onde partirá uma linha de transmissão em circuito simples para a SE Canarana, da Energisa MT.

Em Canarana também entrou em operação em junho de 2018 a transformação de fronteira 230/138 kV para atendimento à distribuidora. Adicionalmente, para reforçar esse tronco em 138 kV que chega à SE Vila Rica, foi indicada a instalação de duas linhas em 138 kV Vila Rica – Santana do Araguaia e três transformadores defasadores (uma unidade reserva) na subestação de Santana do Araguaia, no Pará.

Foi finalizado estudo para atendimento ao mercado da região norte do Mato Grosso, que contemplou a avaliação da permanência ou não do ramal provisório de Sinop, instalado no seccionamento da LT 500 kV Claudia – Paranatinga C2 em função do atraso nas obras de transmissão previstas.

O objetivo desse ramal provisório foi de permitir a energização da UHE Teles Pires e o escoamento de parte da energia gerada. Por outro lado, ainda que o sistema de transmissão para escoamento de Teles Pires esteja completo, foi identificada necessidade de novo ponto de suprimento às cargas da Energisa MT, motivo pelo qual a avaliação resultou na recomendação da adequação do ramal provisório aos padrões de Rede Básica, para que o mesmo se torne um ponto permanente de atendimento à região.

Por fim, destaca-se que em andamento a reavaliação do atendimento a Cuiabá, em que será verificada a atual data de necessidade de entrada da SE 230/138 kV Cuiabá Norte (anteriormente denominada SE 230/138 kV CPA). Essa reavaliação foi motivada pela significativa redução no mercado da região metropolitana de Cuiabá em relação à época do estudo original. Ademais, a recomendação dos transformadores defasadores no setor de 138 kV de Várzea Grande, bem como a substituição de três transformadores da SE 230/138 kV Coxipó (de 100 para 150 MVA) também contribuíram para a postergação do futuro novo ponto de suprimento (SE Cuiabá Norte).

ESTADO DO MATO GROSSO DO SUL

Com o objetivo de solucionar os problemas previstos no atendimento elétrico ao estado do Mato Grosso do Sul, foi emitido, em 2015, um estudo de planejamento que recomendou um quantitativo expressivo de instalações de transmissão em 230 kV na região. Essas obras foram objeto de licitação no Leilão de Transmissão 005/2016, devendo entrar em operação em julho de 2022.

Já em 2019, foi concluído um estudo de planejamento envolvendo a região sul do estado. Esse estudo resultou na recomendação da nova SE 230/138 kV Iguatemi 2, que será fundamental para assegurar o atendimento às cargas locais nos próximos anos. A expectativa é que essa instalação seja licitada em 2020, possivelmente entrando em operação no início de 2025.

4.5.5 REGIÃO SUL

O sistema elétrico da região Sul atende aos estados do Rio Grande do Sul, Santa Catarina e Paraná. De forma geral, esse sistema é constituído por instalações de Rede Básica nas tensões de 525 kV e 230 kV, e por Demais Instalações de Transmissão (DIT) nas tensões 138 kV e 69 kV. Para os próximos anos, a rede da região tende a crescer, tendo em vista as obras de transmissão já recomendadas, as obras em fase de planejamento, além das obras que serão planejadas em estudos futuros. Os itens a seguir tratam dessas questões.

ESTADO DO RIO GRANDE DO SUL

Em 2013, foi emitido um estudo de planejamento prospectivo envolvendo toda a malha de transmissão do estado do Rio Grande do Sul com o objetivo de preparar o sistema local para a integração dos seus potenciais eólico e térmico (gás e carvão). Esse estudo recomendou um número expressivo de instalações de transmissão em 525 kV e 230 kV na região, as quais foram licitadas no Leilão de Transmissão 004/2018 (BOX 4.7). Quando da entrada em operação dessas obras, o estado contará com uma capacidade de transmissão próxima a 6000 MW. A maior parte dessas obras deverá entrar em operação em março de 2023.

Com o propósito de solucionar os problemas de subtensões e sobrecargas registrados no sistema elétrico da região do litoral norte durante os períodos de verão, quando ocorrem picos de carga, foi concluído um estudo de planejamento em 2014. Esse estudo recomendou a implantação de uma nova subestação de fronteira, a SE 230/69 kV Torres 2, licitada no Leilão de Transmissão 013/2015 – 1ª Etapa e prevista para entrar em operação em fevereiro de 2021.

Em 2017, foi finalizado um estudo de planejamento envolvendo a Região Serrana do estado. Esse estudo teve por objetivo solucionar sobrecargas esperadas em instalações de transmissão locais. As obras recomendadas no estudo referido deverão ser licitadas no Leilão de Transmissão 002/2019, estimando-se a sua entrada em operação para março de 2025.

Também em 2017 foi finalizado um estudo de planejamento na Região de Cruz Alta, que recomendou a implantação da nova SE 230/69 kV Cruz Alta 2 para o atendimento às cargas da distribuidora e permissionárias locais. Essa subestação foi licitada no Leilão de Transmissão 002/2018, estando prevista para entrar em operação em março de 2022.

Em 2019, foi concluído um grande estudo na Região Metropolitana de Porto Alegre com o objetivo de solucionar problemas de tensão e de carregamento previstos em diversas instalações de transmissão do

sistema. Vale destacar que, ao longo desse estudo, foi estabelecida uma importante sinergia com o governo estadual e os órgãos ambientais, principalmente por envolver um grande centro urbano. Essa sinergia será de fundamental importância futuramente, quando do processo de licenciamento ambiental das novas instalações. As obras recomendadas nesse estudo deverão ser licitadas em 2021, possivelmente entrando em operação no início de 2026

Em complemento aos estudos citados, há ainda a perspectiva de realização de novos estudos de planejamento no estado a partir do primeiro semestre de 2020. Esses estudos deverão solucionar problemas elétricos específicos da Região de Lajeado e da Região Sudoeste do estado.

BOX 4.7 - EMPREENDIMENTOS ATRASADOS NA REGIÃO SUL

Após sagrar-se vencedora do Leilão de Transmissão 004/2014 – Lote A, a ELETROSUL assinou o Contrato de Concessão 01/2015 para a implantação e manutenção das instalações de transmissão de energia no estado do Rio Grande do Sul, com data de entrada em operação comercial prevista para março de 2018.

Posteriormente, em função de dificuldades financeiras enfrentadas pela ELETROSUL, o MME optou por declarar a caducidade das instalações envolvidas e promover a sua relicitação através do Leilão de Transmissão 004/2018. Essas instalações fizeram parte dos Lotes 10 a 13 do certame, que ainda contemplou obras adicionais recomendadas no mesmo estudo de planejamento a partir do Lote 14.

Destaca-se que todos os lotes referidos foram licitados junto a Sociedades de Propósito Específico (SPEs) distintas entre si. Os Lotes 10 a 13 foram objeto dos Contratos de Concessão 10/2019, 11/2019, 12/2019 e 13/2019, com as obras em questão previstas para entrar em operação em março de 2023. Já o Lote 14 foi objeto do Contrato de Concessão 14/2019, prevendo-se a implantação das obras associadas

ESTADO DE SANTA CATARINA

Para solucionar os problemas de subtensões e sobrecargas previstos no sistema elétrico nas Regiões Sul e Extremo Sul do estado, bem como para eliminar a dependência da região em relação ao despacho de geração da UTE Jorge Lacerda (carvão) foi realizado um estudo de planejamento, finalizado em 2013. Esse estudo recomendou a implantação de um número expressivo de instalações em 525 kV na região, dentre elas, a SE 525/230 kV Siderópolis 2. Essas obras foram licitadas no Leilão de Transmissão 005/2016, estando previstas para entrar em operação em dezembro de 2020.

Quanto aos problemas de subtensões e sobrecargas esperados para o sistema elétrico das regiões norte do estado e do Vale do Itajaí, foi

realizado um estudo de planejamento que recomendou a implantação de um número significativo de instalações de transmissão em 525 kV e 230 kV na região, dentre elas, as novas SE 525/230/138 kV Joinville Sul, SE 525/230/138 kV Itajaí e SE 525 kV Gaspar 2. Essas obras foram licitadas no Leilão de Transmissão 004/2018 e deverão entrar em operação em março de 2024.

Em 2016, foi reavaliado o estudo originalmente realizado para garantir o suprimento de energia elétrica da região metropolitana de Florianópolis frente ao esgotamento do sistema elétrico responsável pelo atendimento à ilha de Florianópolis, que é suprida por apenas uma única subestação de fronteira. Essa reavaliação resultou na recomendação da implantação de uma nova subestação na região, a SE 230/138 kV Ratonas, e da

LT 230 kV Biguaçu – Ratoles C1 e C2, que possuirá trechos aéreos, submarinos e subterrâneos. Essas obras foram licitadas no Leilão de Transmissão 002/2018, estando previstas para entrar em operação em setembro de 2023.

Com o objetivo de solucionar os problemas de tensão e de carregamento previstos em diversas instalações de transmissão do sistema da região oeste do estado, foi realizado um estudo de planejamento, finalizado em 2017. Esse estudo recomendou a implantação de uma fonte 525/230 kV na região, a partir do estabelecimento de um pátio de 230 kV na SE 525 kV Itá. Adicionalmente, foi recomendada a implantação das novas SE 230/138 kV Chapecoense, SE 230/138 kV Concórdia, SE 230/138 kV Descanso e SE 230/138 kV Videira Sul. Destaca-se que a maior parte dessas obras foi licitada no Leilão de Transmissão 004/2018, tendo a entrada em operação prevista para março de 2024.

Atualmente, encontra-se em andamento um estudo de planejamento que tem o objetivo de solucionar problemas elétricos previstos na Região Sul do estado. As obras a serem recomendadas nesse estudo deverão ser licitadas em 2021, estimando-se a sua entrada em operação para o início de 2026.

ESTADO DO PARANÁ

Com o objetivo de solucionar as sobrecargas previstas no sistema elétrico das Regiões Norte e Noroeste do estado, quando da implantação de despacho de geração elevado na UHE Rosana, foi realizado estudo de planejamento que recomendou, dentre outros reforços, a implantação da nova SE

525/230 kV Sarandi. Essas obras foram licitadas no Leilão de Transmissão 005/2016, devendo entrar em operação em agosto de 2022.

Para assegurar o suprimento de energia elétrica da região centro-sul do estado frente aos graves problemas de tensão da região, foi realizado um estudo de planejamento, finalizado em 2015. Esse estudo recomendou um quantitativo expressivo de instalações de transmissão em 525 kV e em 230 kV, dentre elas, a nova SE 525/230 kV Ponta Grossa e a LT 525 kV Ivaiporã – Ponta Grossa – Bateias C1 e C2 (CS). Essas obras foram licitadas no Leilão de Transmissão 002/2017, estando previstas para entrar em operação em setembro de 2021.

Atualmente, encontra-se em andamento um grande estudo na região metropolitana de Curitiba que visa solucionar problemas de tensão e carregamento esperados em diversas instalações de transmissão do sistema. Vale destacar que ao longo desse estudo, uma importante sinergia vem sendo estabelecida com o governo estadual e os órgãos ambientais, principalmente por envolver um grande centro urbano. Essa sinergia será de fundamental importância posteriormente, quando do processo de licenciamento ambiental das novas instalações. As obras estruturantes a serem recomendadas nesse estudo deverão ser licitadas em 2021, possivelmente entrando em operação no início de 2026.

Em complemento aos estudos citados, há ainda a previsão de um novo estudo de planejamento no estado a partir do primeiro semestre de 2020. Esse estudo deverá solucionar problemas elétricos específicos da Região Oeste do estado.

4.6 Evolução Física e Investimentos

As informações referentes à evolução física e investimentos previstos para o sistema de transmissão no horizonte 2029 são relativas às instalações da Rede Básica e Rede Básica de Fronteira, discretizadas em linhas de transmissão (km) e subestações (MVA). No caso das subestações, embora

o quantitativo físico seja mensurado em capacidade de transformação (MVA), os investimentos associados englobam, além de custos de transformadores, custos de terrenos, edificações, casas de comando, equipamentos de compensação reativa, módulos de conexão, etc.

O Anexo II do Capítulo 4 apresenta todos os empreendimentos de transmissão previstos para entrar em operação até dez/2029, tendo por base:

- Informações de junho/2019 do DMSE/MME, para o caso de empreendimentos já outorgados.
- Previsões mais realistas para a entrada em operação da obra, no caso de empreendimentos ainda não outorgados, considerando-se os prazos atualmente verificados no processo de outorga, que se inicia após a emissão do Relatório R1.

As tabelas e gráficos apresentados ao final do presente Capítulo destacam as principais estatísticas referentes à evolução do sistema de transmissão no período 2020-2029.

O montante total de investimentos previsto dentro desse horizonte é de R\$ 103,7 bilhões, sendo R\$ 73,6 bilhões em linhas de transmissão e R\$ 30,1 bilhões em subestações, incluindo as instalações de fronteira. Cabe destacar que o valor de investimento de cada empreendimento é contabilizado no ano de previsão de entrada em operação.

Desses empreendimentos, um total de R\$ 64,9 bilhões já possui outorga. Dos R\$ 38,8 bilhões restantes com relação ao investimento total, há uma parcela associada a empreendimentos recomendados

em estudos de planejamento concluídos, porém, ainda sem outorga (R\$ 23,6 bilhões). A outra parcela (R\$ 15,2 bilhões) equivale à expectativa de investimentos associados às obras classificadas como indicativas, que são aquelas que ainda serão objeto de recomendação de estudos em andamento ou a iniciar, cujas previsões de entrada em operação são compatíveis com o horizonte do PDE (2029).

O montante de obras indicativas é estimado com base na média histórica da evolução física e de investimentos dos empreendimentos com data de necessidade a partir de 2013, sendo desconsiderados, dessa média, os empreendimentos estruturantes, tais como escoamento de grandes usinas e ampliações de interligações regionais. Esses investimentos são distribuídos uniformemente no período de 2027 a 2029, sendo cerca de R\$ 10,0 bilhões em linhas de transmissão e R\$ 5,0 bilhões em subestações.

Conforme pode ser observado no Gráfico 4-6 e no Gráfico 4-7, os investimentos associados aos empreendimentos ainda sem outorga encontram-se mais concentrados no período de 2025 a 2029, com destaque para as obras referenciais relativas ao Bipolo Graça Aranha – Silvânia, previstas para o ano de 2027, com vistas a promover maior folga para expansões futuras de geração nas regiões N/NE, bem como proporcionar maior segurança e flexibilidade ao sistema interligado. Somente para o Bipolo Graça Aranha – Silvânia, estima-se um investimento total aproximado de R\$ 5,0 bilhões em 2027.

BOX 4.8 – PROGRAMA DE EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO (PET) / PLANO DE EXPANSÃO DE LONGO PRAZO (PELP)

Devido a diferenças de premissas, a comparação dos quantitativos indicados no PDE com os montantes apresentados no documento Programa de Expansão da Transmissão (PET) / Plano de Expansão de Longo Prazo (PELP) deve ser efetuada com cautela, pois pode acarretar conclusões imprecisas.

Ao contrário do PET/PELP, o PDE também abrange obras outorgadas e estimativas de expansões para os últimos anos do decênio, considerando os empreendimentos resultantes de estudos finalizados e, adicionalmente, outras obras indicativas antecipadamente estimadas com base em estudos que ainda se encontram em andamento, com o objetivo de possibilitar uma visão prospectiva do montante de investimentos previstos no horizonte decenal. Por outro lado, o PET/PELP compreende unicamente os empreendimentos resultantes de estudos já finalizados e não outorgados, porém extrapolam o horizonte de dez anos do PDE.

Tabela 4-3 - Estimativa da evolução física do sistema de transmissão do SIN - Linhas de transmissão

Tensão	±800 kV	750 kV	±600 kV	500 kV	440 kV	345 kV	230 kV	TOTAL
	km							
Existente em jun/2019	4.168	2.683	12.816	51.791	6.758	10.319	59.097	147.632
Estimativa dez/2019	9.046	2.683	12.816	52.827	6.800	10.327	59.920	154.419
Evolução 2020-2029	2.920	0	0	28.146	228	1.526	16.179	48.998
Evolução 2020-2024	0	0	0	20.735	122	1.294	9.644	31.795
Evolução 2025-2029	2.920	0	0	7.411	106	232	6.534	17.203
Estimativa 2029	11.966	2.683	12.816	80.973	7.028	11.853	76.098	203.417

Notas: (1) Nos casos de LTs em circuito duplo ou bipolos de corrente contínua, as extensões foram computadas por circuito e por polo.
 (2) Dados de junho/2019 do DMSE/MME.

Tabela 4-4 - Estimativa da evolução física do sistema de transmissão do SIN – Transformação

Tensão	750kV	500kV	440kV	345kV	230kV	TOTAL
	MVA					
Existente em jun/2019	24.897	174.156	30.082	52.445	103.626	385.206
Estimativa dez/2019	24.897	181.416	30.082	53.145	106.552	396.092
Evolução 2020-2029	0	85.052	5.773	16.102	54.334	161.262
Evolução 2020-2024	0	56.886	2.750	9.269	30.628	99.533
Evolução 2025-2029	0	28.166	3.023	6.833	23.706	61.728
Estimativa dez/2029	24.897	266.468	35.855	69.247	160.886	557.354

Notas: (1) Inclui os transformadores de fronteira.
 (2) Dados de junho/2019 do DMSE/MME.
 (3) Não inclui transformadores das estações conversoras

Gráfico 4-2 - Investimento total em linhas de transmissão, por nível de tensão

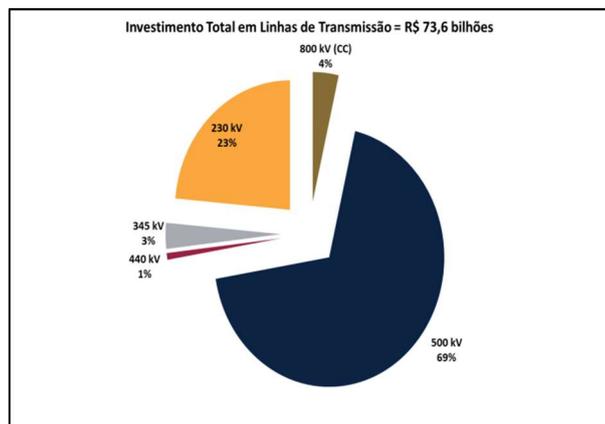


Gráfico 4-3 - Investimento total em subestações, por nível de tensão

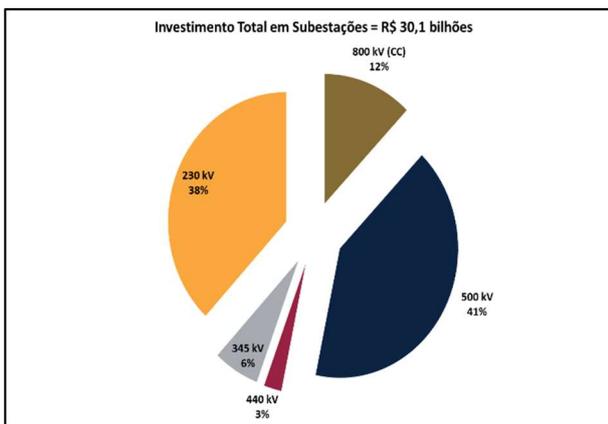


Gráfico 4-4 - Investimento em linhas de transmissão por ano

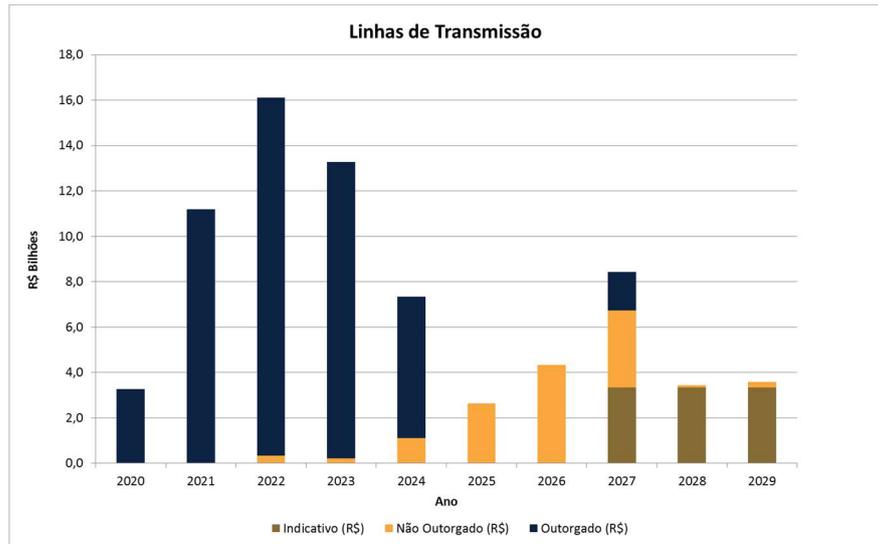


Gráfico 4-5 - Investimento em subestações, por ano

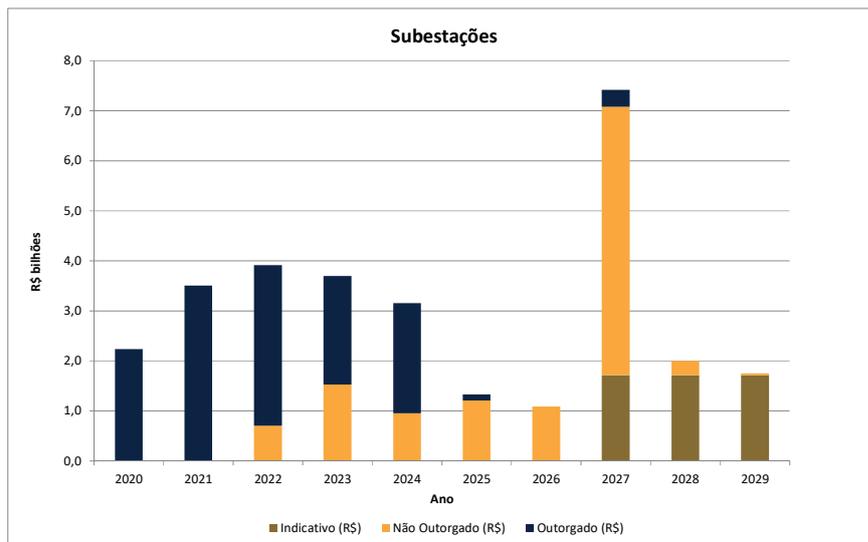


Gráfico 4-6 - Investimento Total – Período 2020 a 2024

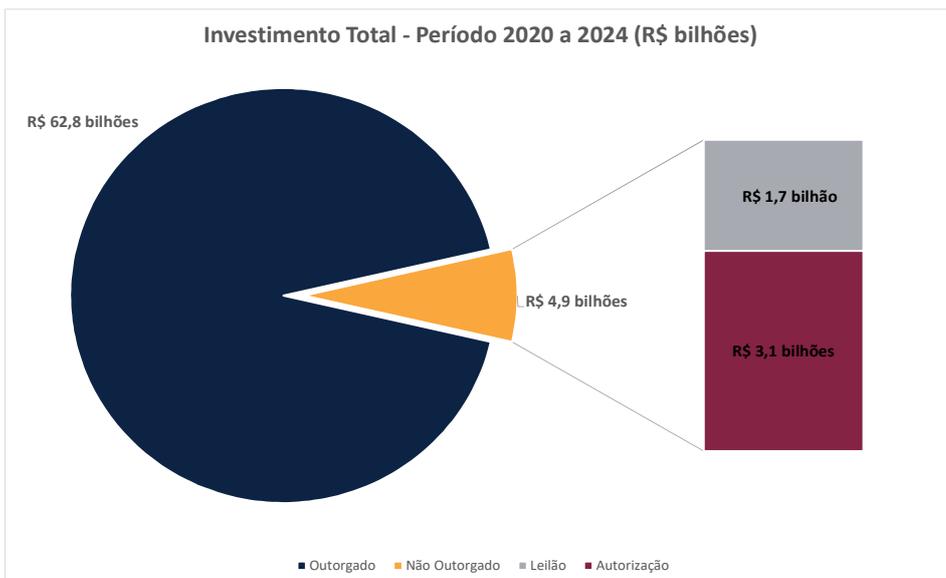
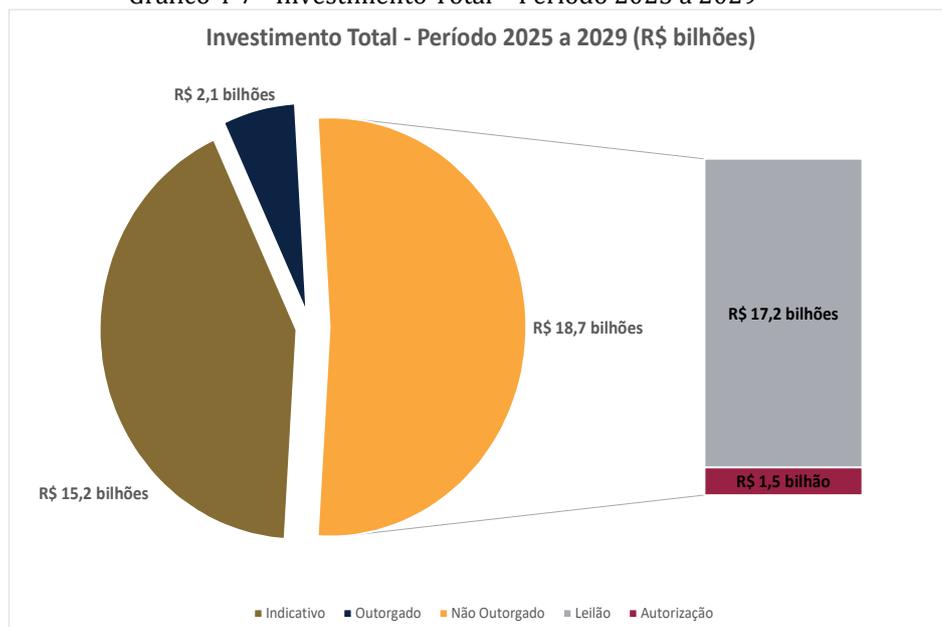


Gráfico 4-7 - Investimento Total – Período 2025 a 2029



4.7 Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão (TUST)

Com o objetivo de caracterizar o impacto dos investimentos associados à expansão da rede de transmissão planejada sobre os encargos de uso do sistema elétrico, foi efetuada uma estimativa da evolução dos valores da TUST no período decenal.

O procedimento de cálculo da TUST vem sendo aperfeiçoado ao longo dos anos e até junho de 2013, regulamentavam este procedimento, além da Resolução ANEEL nº 281/1999, as Resoluções Normativas nº 117/2004 e nº 267/2007, que traziam regras específicas para o cálculo de TUST de geradores. A partir de 28 de junho de 2013, com a publicação da Resolução Normativa nº 559, as TUST passaram a ser calculadas considerando o procedimento nela estabelecido.

De forma geral, o cálculo da TUST é realizado a partir de simulação do Programa Nodal, que utiliza como dados de entrada a configuração da rede, representada por suas linhas de transmissão, subestações, geração e carga, e a Receita Anual Permitida (RAP) total a ser arrecadada no ciclo.

A RAP considerada no primeiro ano analisado do PDE – ano 2023, foi derivada a partir do ciclo tarifário 2019-2020 (atualmente vigente), que apresenta valor de R\$ 22,17 bilhões, em acordo com a Nota Técnica nº 117/2019-SGT/ANEEL.

A evolução da RAP no período decenal foi calculada considerando-se as receitas contratadas dos empreendimentos de transmissão já outorgados, além de receitas estimadas para as demais obras planejadas no período 2020-2029 (sem instalações de fronteira), tomando-se por base uma relação RAP/investimento da ordem de 12%.

A Tabela 4-5 apresenta os valores médios da TUST de geração e de carga projetados para os anos 2023 e 2029, considerando-se as quatro regiões geoeletricas do País.

O Anexo “Evolução da TUST” apresenta resultados mais detalhados, com a distribuição das TUST em cada um dos submercados.

Tabela 4-5 - Estimativa da TUST no SIN: valores médios

Submercado	TUST de Geração (R\$/kW.mês)		TUST de Carga (R\$/kW.mês)	
	Ano 2023	Ano 2029	Ano 2023	Ano 2029
Sul	6,543	7,735	10,319	10,865
SE/CO	7,547	8,558	9,516	10,048
Nordeste	5,824	7,878	11,037	10,722
Norte	6,083	7,634	10,778	10,967

PONTOS PRINCIPAIS DO CAPÍTULO

> O atraso de obras e a não implantação de instalações licitadas sob a responsabilidade de diversos agentes impactou negativamente a evolução dos sistemas planejados para o SIN, notadamente daquelas instalações responsáveis pelo escoamento da energia gerada seja pela UHE Belo Monte, seja pelas usinas renováveis da região Nordeste, reforçando as interligações regionais. Desta forma, a EPE vem tratando desse tema com a atenção necessária, e para cada empreendimento foi realizada análise específica e definida a melhor solução, seja ela a relicitação, a não implantação das obras ou a recomendação de diferentes reforços. Na sua grande maioria, as soluções mitigadoras recomendadas nos estudos da EPE já foram licitadas. Estão pendentes de outorga os seguintes reforços: LT 230 kV Poções III – Itapebi C1, SE 230/69 kV Pirajá, LT 230 kV Camaçari IV – Pirajá C1 e C2, LT 500 kV Camaçari IV – Sapeaçu C1, recomendadas para atendimento a carga no estado da Bahia e o seccionamento da LT 500 kV Angelim II – Recife II C2 na SE Suape II, para escoamento de geração nessa subestação.

> Devido ao caráter indicativo da expansão da geração e os atuais prazos contratuais de implantação das instalações de transmissão que, a depender da complexidade da obra, é de até 60 meses, a EPE vem realizando, com sucesso, estudos específicos, de caráter prospectivo, que possuem o intuito de antecipar o sistema de transmissão para a integração do potencial de fontes alternativas renováveis estimado com base nos cadastramentos dos leilões de energia. É importante destacar que as expansões propostas nos estudos prospectivos não estão restritas ao aproveitamento de projetos solares e eólicos e poderão ser aproveitados para o escoamento da energia proveniente de quaisquer tipos de fontes.

> Foram realizados até o momento pela EPE treze estudos com influência sobre a conexão de renováveis sendo: (i) um estudo voltado para permitir o escoamento do potencial eólico da região sul do País; (ii) oito estudos visando dotar o sistema de capacidade de escoamento para os diversos potenciais de geração das regiões Nordeste e Norte; e (iii) quatro estudos prospectivos voltados para o escoamento do potencial de geração das regiões Norte e Noroeste e do Triângulo Mineiro e Alto Paranaíba de Minas Gerais, assim como da região noroeste do estado de São Paulo e nordeste do estado de Goiás.

> Com relação ao potencial de geração renovável na região Nordeste, o presente ciclo do PDE mantém a previsão de uma expressiva participação das fontes eólica e solar nessa região. Esse novo cenário, bem como a própria ampliação do horizonte, determina que se realizem novos estudos prospectivos com foco nas interligações, objetivando verificar a necessidade de novas expansões, além das já previstas.

> Um dos próximos desafios a ser enfrentado pelo planejamento da transmissão consiste no envelhecimento do sistema de transmissão brasileiro, uma realidade que tende a se tornar mais crítica nos próximos anos. Há que assegurar a substituição da infraestrutura do sistema elétrico em fim de vida útil de modo que a malha de transmissão possa operar com os níveis de confiabilidade e qualidade exigidos pela sociedade.

> O aprimoramento metodológico e de ferramental utilizado no planejamento integrado da expansão da geração e transmissão deve ser buscado, no sentido de representar mais adequadamente as novas tecnologias. Essa questão envolve sobretudo a modelagem das fontes renováveis intermitentes, como a eólica e a fotovoltaica.

> O plano de obras apresentado neste PDE abrange obras outorgadas e a outorgar, além de estimativas de expansões para os últimos anos do decênio, no sentido de capturar recomendações de estudos que se encontram em andamento e a iniciar.

> A expectativa é que os investimentos totais atinjam cerca de R\$ 103 bilhões, sendo R\$ 73 bilhões em linhas de transmissão e R\$ 30 bilhões em subestações, incluindo as instalações de fronteira.

> Considerando-se apenas as novas instalações de linhas de transmissão e subestações a serem outorgadas, o valor total estimado é da ordem de R\$ 39 bilhões. Desses R\$ 39 bilhões, o montante aproximado de R\$ 24 bilhões corresponde aos empreendimentos já recomendados em estudos de planejamento, sendo o restante, cerca de R\$ 15 bilhões, correspondente às obras indicativas, que são aquelas associadas aos estudos de planejamento em andamento ou a iniciar, compatibilizadas com base na média histórica da evolução física e de investimentos dos empreendimentos de transmissão.